



HAL
open science

Réduction des pertes à vide des transformateurs de distribution par utilisation de rubans amorphes

Malick Mouhamad

► **To cite this version:**

Malick Mouhamad. Réduction des pertes à vide des transformateurs de distribution par utilisation de rubans amorphes. Autre. École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2012. Français. NNT : 2012DENS0011 . tel-00719097

HAL Id: tel-00719097

<https://theses.hal.science/tel-00719097>

Submitted on 19 Jul 2012

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.



ENSC 2012 – N°350



THESE DE DOCTORAT
DE L'ECOLE NORMALE SUPERIEURE DE CACHAN

Présentée par

Malick MOUHAMAD

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'ECOLE NORMALE SUPERIEURE DE CACHAN

Domaine :

ELECTRONIQUE – ELECTROTECHNIQUE – AUTOMATIQUE

**REDUCTION DES PERTES A VIDE DES
TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION PAR
UTILISATION DE RUBANS AMORPHES**



Thèse présentée et soutenue à Cachan le 28/02/2012 devant le jury composé de :

Yannick CHAMPION	Directeur de recherche – ICMPE (equipe MCMC)	Président
Afef LEBOUK	Directrice de recherche – G2ELAB	Rapporteur
Daniel ROGER	Professeur des universités – LSEE	Rapporteur
Frédéric MAZALEYRAT	Professeur des universités – SATIE	Directeur de thèse
Daniel TOUILLIEZ	Chef de département délégué LME – EDF R&D	Examineur
Christophe ELLEAU	Ingénieur chercheur LME – EDF R&D	Examineur
Levent BASER	Ingénieur Qualité – ABB	Examineur
Olivier GENIN	Directeur délégué DPI – ERDF	Invité
Klaus GIEFER	Business Development Leader – Metglas	Invité

SATIE

ENS CACHAN/CNRS/UMR 8029

61, avenue du Président Wilson, 94235 CACHAN CEDEX (France)

Remerciements

Les travaux de cette thèse ont été effectués à la fois au sein d'EDF R&D (site des Renardières), ainsi qu'au laboratoire SATIE de l'ENS Cachan.

Je tiens tout d'abord à remercier mon directeur de thèse Frédéric MAZALEYRAT pour avoir donné son temps et énergie pour le bon déroulement de cette thèse. En parallèle, je remercie mon tuteur Christophe ELLEAU de m'avoir accordé son temps et sa confiance pour ces travaux de recherche. Sans eux, cette thèse n'aurait pas abouti à sa fin. Ils m'ont apporté toutes leurs compétences lorsque je leur demandais de l'aide.

Je remercie le Département LME, spécialement Mme Claire LAJOIE-MAZENC et M. Daniel TOUILLIEZ pour m'avoir permis de mener cette thèse pendant 3 ans au sein d'EDF R&D. Je dois remercier M. Olivier GENIN d'ERDF pour le lancement de cette thèse et pour son temps consacré au suivi. Je dois mes sincères remerciements à mon chef de groupe Philippe BARATON pour son temps accordé à l'approbation des livrables et son soutien.

Je remercie vivement les rapporteurs du jury de thèse, Mme Afef LEBOUIC de G2ELAB et M. Daniel ROGER de l'Université d'Artois, qui ont bien voulu m'accorder du temps pour la lecture et critique de mes travaux. Je remercie également les autres membres du jury, M. Yannick CHAMPION et M. Levent BASER pour leur temps et intérêt accordés à ma soutenance.

Je souhaite remercier Klaus GIEFER et Ryusuke HASEGAWA de Metglas pour avoir fourni les matériaux amorphes et pour leurs précieuses informations concernant la filière amorphe. Je remercie Dominique COLAS pour son aide aux essais de compatibilité chimique, Philippe LE-BEC pour les analyses DRX et Collette MILLEVILLE pour sa gentillesse et son temps consacré aux analyses DSC. J'associe à ces remerciements Christian FOURNIER pour avoir réalisé le recuit des rubans amorphes. Je remercie aussi les agents du groupe Essais (M21) pour les essais de puissance réalisés sur les transformateurs amorphes.

Merci à mes collègues du groupe M24, avec qui je vais continuer de travailler, pour leur ambiance de travail et soutien.

Un grand merci à ma femme et mon fils pour avoir supporté mes horaires de travail et pour leur soutien moral.

Merci à mes parents, qui sont et seront toujours là pour moi.

Résumé

La présente étude traite l'application des rubans amorphes dans les transformateurs de distribution dans l'objectif de réduire les pertes dans le réseau d'électricité.

Les matériaux utilisés sont un alliage à base de fer, silicium et bore. Les premières études sur ce matériau amorphe révèlent une très bonne compatibilité chimique de ces derniers avec les huiles de transformateur. Ces rubans possèdent des durées de vie entièrement conforme aux exigences d'ERDF.

Les pertes à vide représentent un élément non négligeable dans l'efficacité énergétique des matériels. Un transformateur amorphe génère 2 fois moins de pertes pendant toute sa vie qu'un transformateur conventionnel C_0C_k .

D'un point de vue général, la technologie amorphe appliquée aux transformateurs de distribution publique présente un intérêt majeur pour la réduction des pertes à vide. L'investissement réalisé dans un matériel certes plus onéreux à l'origine se trouve rentabilisé grâce aux économies réalisées sur les pertes à vide.

La qualification des transformateurs amorphes nécessite que les matériels répondent aux exigences de la spécification d'ERDF comme le critère "Tenue aux courants de court-circuit" qui constitue une composante essentielle dans l'acceptation des transformateurs amorphes. La tenue aux efforts de court-circuit a historiquement été problématique sur les transformateurs triphasés à noyaux amorphes. Le noyau se cisaille pendant le court-circuit, libérant des particules métalliques préjudiciables à la tenue diélectrique de l'appareil. Depuis, les constructeurs ont fait des progrès dans la conception mais les matériels ne sont pas encore pleinement satisfaisants.

La tenue aux courts-circuits est l'enjeu et le défi que doit franchir cette technologie pour s'implanter et être crédible en Europe.

Abstract

This PhD dissertation deals with the application of amorphous ribbons in distribution transformer cores in order to reduce network losses.

The material is an alloy from iron, boron and silicon compounds. The first results on the material reveal a good physicochemical compatibility with tested transformer dielectric fluids. It should be noted these materials possess a far longer life than the transformer itself.

The potential for reducing losses from distribution transformers is considered as one element of EU and national strategies on energy efficiency. Losses generated through amorphous transformers are twice less than conventional ones.

Amorphous ribbon units represent a significant new advance in transformer technology and losses reduction. The investment, put to purchase the product, can be easily gained by the capitalisation of losses. The return can be achieved in 10 to 12 years, depending on the purchase price.

It is expected that a transformer will be subjected to a number of short-circuits during its service life, but sooner or later one such event will cause some slight winding movement, and the ability of the transformer to resist further short-circuits will then be severely reduced. Amorphous metal distribution transformers (AMDT) is no exception and they should be able to resist electrodynamic forces during short-circuit test and match ERDF specifications. In fact, during SC, extreme electrodynamic forces cause the windings to deform and this shape deformity creates a lot of shear stress on amorphous cores which lead to break-up of some ribbons. The active part of an amorphous transformer should be strong enough to resist these stresses.

In fact, the behaviour of the core materials under short circuit currents depends especially on the know-how of manufacturers who can outline electrodynamic stress inside transformers. Concept design and processes have been improved in order to provide reliable devices but the task is not completely done yet.

Short-circuit withstand is one of the most important aspects which will approve this technology.

Table des matières

REMERCIEMENTS.....	1
RESUME	2
ABSTRACT	3
TABLE DES MATIERES.....	4
INTRODUCTION GENERALE	8
QUELQUES NOTIONS SUR LA SPECIFICATION EDF	10
LA FILIERE AMORPHE : ETAT DE L'ART ET ANALYSE DU CYCLE DE VIE	12
1. MATERIAUX AMORPHES ET NANOCRISTALLINS. ORGANISATION DE LA FILIERE AMORPHE	13
1.1. CONTEXTE.....	13
1.1.1 Pertes dans le réseau ERDF.....	13
1.1.2 L'évaluation des différents matériaux magnétiques	14
1.2. HISTORIQUE	15
1.2.1 Les premiers essais	15
1.2.2 Une nouvelle tentative.....	16
1.3. MATERIAUX FERROMAGNETIQUES AMORPHES.....	17
1.3.1 Définition.....	17
1.3.2 Entre le liquide et le verre.....	18
1.3.3 Aspect thermodynamique.....	19
1.3.4 Elaboration des matériaux amorphes	20
1.3.5 Propriétés	21
1.3.5.1 Propriétés mécaniques.....	21
1.3.5.2 Propriétés magnétiques.....	21
1.3.5.3 Influence des traitements thermiques sur les propriétés.....	24
1.4. MATERIAUX FERROMAGNETIQUES NANOCRISTALLINS	25
1.4.1 Préparation	25
1.4.2 Propriétés magnétiques	26
1.4.3 Particularité de l'alliage Finemet	27
1.4.4 L'avenir des matériaux nanocristallins	28
1.5. MATERIAUX AMORPHES POUR TRANSFORMATEURS.....	29
1.5.1 Pertes dans les matériaux magnétiques.....	30
1.5.2 L'intérêt des amorphes Fe-Si-B.....	35
1.5.3 Les alliages amorphes dans les noyaux magnétiques	36
1.5.3.1 Formulation Metglas®2605SA1	37
1.5.3.2 Formulation Metglas®2605HB1.....	38
1.5.4 Problèmes liés à l'utilisation des rubans amorphes	39
1.5.5 Evolution des matériaux amorphes.....	40
1.6. LES TRANSFORMATEURS AMORPHES.....	41
1.6.1 Les producteurs d'amorphes.....	41
1.6.1.1 Hitachi Metglas	41
1.6.1.2 Antai	42
1.6.2 Capacité de production et prix du matériau amorphe	42
1.6.3 La partie active	43
1.6.3.1 Le modèle « 5 legs »	45
1.6.3.2 Le modèle Evans	45
1.7. LES CONSTRUCTEURS DE TRANSFORMATEURS AMORPHES.....	46
1.7.1 Constructeurs européens	48
1.7.2 Constructeurs asiatiques.....	48
1.8. CONCLUSIONS	50

2. ANALYSE DU CYCLE DE VIE (ACV).....	51
2.1. INTRODUCTION A L'ACV	51
2.1.1 <i>Origine de l'ACV</i>	51
2.1.2 <i>Méthodologie de l'ACV</i>	51
2.1.2.1 Définition des objectifs.....	51
2.1.2.2 Inventaire.....	52
2.1.2.3 Evaluation des impacts.....	52
2.1.2.4 Interprétation.....	52
2.2. OBJECTIFS ET CHAMP D'ETUDE.....	52
2.3. INVENTAIRE DES DEUX SYSTEMES DE TRANSFORMATEURS	53
2.3.1 <i>Système amorphe</i>	54
2.3.1.1 Elaboration et production de matières premières	55
2.3.1.2 Transport de matières premières et matériels	57
2.3.1.3 Utilisation des transformateurs amorphes	60
2.3.1.4 Recyclage.....	61
2.3.2 <i>Système GO</i>	62
2.3.2.1 Elaboration et production de matières premières	62
2.3.2.2 Transport de matières premières et matériels	65
2.3.2.3 Utilisation des transformateurs conventionnels.....	67
2.3.2.4 Recyclage.....	67
2.3.3 <i>Résultats de l'inventaire</i>	68
2.4. EVALUATION DES IMPACTS.....	70
2.5. ANALYSE DES DIFFERENTS SCENARIOS DE LA FILIERE AMORPHE	71
2.5.1 <i>Fournisseur européen de noyaux magnétiques</i>	71
2.5.2 <i>Fabricant européen de noyaux et transformateurs</i>	73
2.5.3 <i>Fabricant étranger de noyaux et transformateurs</i>	74
2.6. SYNTHESE DES RESULTATS	76
2.6.1 <i>Emissions de CO₂ de la part « Utilisation »</i>	76
2.6.2 <i>Emissions de CO₂ de la part « Production et Recyclage »</i>	78
2.7. COMPARAISON ENTRE TRANSFORMATEURS AMORPHE A ₀ /2-C _K ET CONVENTIONNEL A ₀ C _K	79
2.8. CONCLUSIONS	81
ETUDE SUR LA STABILITE DES MATERIAUX AMORPHES	83
3. ESSAIS DE COMPATIBILITE CHIMIQUE AVEC LES HUILES.....	84
3.1. ETAPES PRELIMINAIRES.....	84
3.1.1 <i>Opération de recuit</i>	84
3.1.2 <i>Morphologie des rubans</i>	86
3.2. COMPATIBILITE PHYSICO-CHIMIQUE.....	89
3.2.1 <i>Mode opératoire</i>	89
3.2.2 <i>Résultats</i>	89
3.2.2.1 Analyse chimique des huiles après essai	90
3.2.2.2 Pérennité des propriétés.....	90
3.2.2.3 Analyse par Diffraction des Rayons X (DRX).....	96
3.3. CONCLUSIONS	102
4. VIEILLISSEMENT STRUCTURAL	103
4.1. PRINCIPE ET THEORIE	103
4.2. PREMIERE SERIE D'ESSAIS.....	104
4.2.1 <i>Mode opératoire</i>	104
4.2.2 <i>Résultats</i>	104
4.3. SECONDE TENTATIVE D'ESSAI	106
4.3.1 <i>Mode opératoire</i>	106
4.3.2 <i>Résultats</i>	107
4.4. DISCUSSIONS	109
4.5. CONCLUSIONS	110

ETUDE SUR LES TRANSFORMATEURS AMORPHES.....111

5. ETUDE DE LA TENUE AU COURT-CIRCUIT ET DU NIVEAU DE BRUIT DES TRANSFORMATEURS AMORPHES.....112

5.1. PRESENTATION.....	112
5.2. PROPRIETES DES MATERIAUX ET BRUIT	113
5.2.1 Origine du bruit.....	113
5.2.2 Relation entre le recuit et le bruit du noyau.....	114
5.2.3 Relation entre l'induction et le bruit	114
5.3. CONCLUSION INTERMEDIAIRE SUR LE BRUIT	115
5.4. MESURE DU BRUIT	116
5.4.1 Mesure de bruit normalisée.....	117
5.4.1.1 Cas du transformateur amorphe 250 kVA	117
5.4.1.2 Cas du transformateur amorphe 400 kVA	118
5.4.2 Signature sonore spectrale des appareils.....	118
5.4.2.1 Cas du transformateur amorphe 250 kVA	118
5.4.2.2 Cas du transformateur amorphe 400 kVA	119
5.4.2.3 Explications sur les émergences spectrales	119
5.5. ESSAIS DE TENUE AUX COURANTS DE COURT-CIRCUIT	124
5.5.1 Aspects normatifs et spécification.....	124
5.5.2 Calcul des courants de court-circuit	124
5.5.3 Calcul des efforts et localisation des contraintes	126
5.5.3.1 Calcul des efforts	126
5.5.3.2 Illustration des déformations engendrées.....	128
5.5.4 Résultats des essais de court-circuit.....	128
5.5.5 Incidence du critère Bruit sur la tenue au court-circuit.....	130
5.5.6 Retour d'expérience	131
5.5.7 Conséquences d'un défaut de tenue au courant de court-circuit.....	135
5.6. CONCLUSIONS	136
6. ETUDE ECONOMIQUE PAR CAPITALISATION DES PERTES	137

ETUDE SUR L'IMPACT DES TRANSFORMATEURS AMORPHES DANS LE RESEAU.....138

7. COMPORTEMENT DES MATERIAUX AMORPHES FACE AUX HARMONIQUES

7.1. LES HARMONIQUES : DEFINITION ET EFFETS.....	139
7.1.1 La qualité de l'électricité	139
7.1.2 Définition.....	140
7.1.3 Origine des courants harmoniques	141
7.1.4 Effets des harmoniques.....	142
7.2. LES TRANSFORMATEURS FACE AUX HARMONIQUES	144
7.2.1 Pertes Joule.....	144
7.2.2 Pertes par courants de Foucault (ou classiques).....	144
7.2.3 Pertes par hystérésis (ou quasi-statiques).....	144
7.2.4 Variation des pertes en fonction de la fréquence.....	145
7.2.4.1 Cas des rubans amorphes.....	145
7.2.4.2 Comparaison avec les tôles à G.O	146
7.2.5 Les solutions.....	147
7.3. OBJECTIF DE L'ETUDE.....	147
7.4. PROCEDURES EXPERIMENTALES	148
7.4.1 Mode opératoire	149
7.4.2 Choix de la référence d'étude	150
7.4.2.1 U_{max} constant	150
7.4.2.2 B_{mesure} constant.....	151
7.4.2.3 Fondamental constant	152
7.5. RESULTATS EXPERIMENTAUX.....	153
7.5.1 Effet des harmoniques sur les matériaux amorphes.....	154
7.5.1.1 Sans déphasage.....	154

7.5.1.2	Avec déphasage	155
7.5.2	<i>Effet des harmoniques sur les tôles Fe-Si</i>	158
7.5.2.1	Sans déphasage	158
7.5.2.2	Avec déphasage	158
7.5.3	<i>Etude de cas réels</i>	160
7.5.4	<i>Aspects normatifs</i>	164
7.5.5	<i>Pour l'exploitation</i>	164
7.6.	CONCLUSIONS	165
8.	ETUDE DES COURANTS D'APPEL DES TRANSFORMATEURS AMORPHES	166
8.1.	CONTEXTE	166
8.2.	RESEAU ELECTRIQUE HTA OU MT	167
8.3.	CONTRAINTES SUR LES RESEAUX	167
8.3.1	<i>Les surtensions</i>	168
8.3.2	<i>Mise sous tension de transformateurs</i>	168
8.4.	ESSAIS	169
8.4.1	<i>Mise sous tension simple</i>	170
8.4.2	<i>Séquence déclenchement / ré-enclenchement</i>	171
8.5.	DISCUSSIONS	172
8.5.1	<i>Courants d'enclenchement en fonction des paramètres tension / induction</i>	173
8.5.2	<i>Impact de la perméabilité magnétique des matériaux</i>	175
8.6.	POUR L'EXPLOITATION	177
8.7.	CONCLUSIONS	180
	CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES	181
	BIBLIOGRAPHIE	183
	ANNEXES	186
	ANNEXE A : ORGANISATION DE LA FILIERE AMORPHE DANS LE MONDE	187
	ANNEXE B : RESULTATS DE L'ANALYSE DES METAUX DISSOUS	188
	ANNEXE C : DISPOSITIF EXPERIMENTAL PERMETTANT DE MESURER LES PERTES MAGNETIQUES	189
	ANNEXE D : SPECTRES DE DIFFRACTION DE HB1 APRES LES ESSAIS DE COMPATIBILITE PHYSICO-CHIMIQUE	192
	ANNEXE E : FORMES D'ONDE AVEC DIFFERENTS ANGLES DE DEPHASAGE	193

INTRODUCTION GENERALE

Un transformateur électrique est un convertisseur permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme.

Le transformateur de distribution HTA/BT a pour fonction de délivrer l'énergie électrique sous basse tension (410 V) à partir d'une haute tension (20 kV). Un transformateur est essentiellement constitué par un circuit magnétique fermé et par deux enroulements appelés :

- primaire, quand il reçoit de l'énergie
- secondaire, quand il restitue cette énergie après transformation.

Les transformateurs HTA/BT représentent une partie essentielle du réseau d'approvisionnement en électricité avec plus de 730 000 unités installées en France. En raison de leur fonctionnement continu et de leur longue durée de vie (minimum 30 ans), une légère augmentation en efficacité peut se traduire par d'importantes économies au fil du temps.

Conformément à son engagement pour le développement durable, ERDF a décidé de diminuer significativement les pertes dans le réseau de distribution. Les transformateurs ont été identifiés comme un important gisement de réduction des pertes. Les récents progrès dans les matériaux magnétiques constitutifs des noyaux de transformateurs ont permis d'accompagner les distributeurs d'électricité dans leur démarche environnementale et économique. Dans cette catégorie de matériaux, on y trouve les matériaux amorphes à base de fer qui réduisent les pertes à vide de 60 à 70% par rapport aux tôles conventionnelles à grains orientés.

Cependant les essais menés au sein d'EDF R&D dans les années 90 sur les transformateurs dont la partie active était constituée de noyaux amorphes se sont soldés par un échec dû à la mauvaise tenue mécanique de ces matériaux lors des essais de court-circuit. L'expertise a conclu que les concepts de fabrication issus de cette technologie n'étaient pas fiables tels qu'ils étaient à l'époque. Le comportement des noyaux face aux efforts engendrés par les courants de court-circuit dépend essentiellement de la maîtrise qu'a le constructeur à cerner les efforts électrodynamiques internes aux transformateurs. Depuis, les concepts et la fabrication des transformateurs à noyaux amorphes ont été revus par certains constructeurs afin de réaliser des produits répondant aux normes CEI.

L'objectif de la thèse consiste à lever les incertitudes fortes sur la technologie amorphe sur les aspects techniques et scientifique (matériaux, concept du transformateur, tenue mécanique), complété par la prise en compte des aspects économiques et environnementaux.

Ce manuscrit de thèse s'articule autour de quatre chapitres :

Le premier chapitre dressera tout d'abord un état de l'art sur la filière amorphe en détaillant le matériau, le matériel et les principaux acteurs de cette technologie à travers le monde. Nous étudierons enfin l'analyse du cycle de vie dédiée aux transformateurs amorphes.

Le deuxième chapitre présente les travaux réalisés sur le matériau amorphe. Dans cette partie, la compatibilité physico-chimique avec les huiles et le vieillissement structural des matériaux amorphes seront exposés. L'analyse chimique consiste à vérifier la compatibilité des rubans amorphes avec les différents types d'huiles potentiellement utilisables. L'étude du vieillissement accéléré permettra d'appréhender la pérennité des propriétés magnétiques des rubans amorphes.

Le troisième chapitre nous présentera les études menées sur le matériel, c'est à dire, le transformateur amorphe. Les essais de court-circuit et les mesures acoustiques feront partie de ce chapitre.

Enfin, le dernier chapitre proposera les travaux concernant l'impact des harmoniques sur les matériaux amorphes et les courants d'appel lors de la mise sous tension des transformateurs amorphes. Cette partie a pour but d'étudier l'impact de ce type de matériel dans les réseaux électriques.

Finalement, ce manuscrit a pour but de présenter et d'analyser la technologie amorphe dans tous ses aspects. Les limites de cette technologie seront données, des améliorations seront proposées ainsi que les études à envisager.

Quelques notions sur la spécification EDF

Dans le présent manuscrit, la spécification EDF HN-52-S-27 (ou même S-27 tout court) est souvent citée comme référence. Il est indispensable de familiariser à ce sujet les lecteurs externes à EDF.

La spécification technique de ERDF traite des transformateurs de 50 kVA à 1000 kVA, destinés à fonctionner dans des réseaux de distribution triphasés, pour un service continu à l'intérieur ou à l'extérieur, à 50 Hz, immergés, à remplissage hermétique intégral et à refroidissement naturel.

Cette spécification donne toutes les réglementations et caractéristiques que doit respecter un transformateur de distribution pour être recevable par EDF. Elle est basée à partir de différentes normes européennes. Dans ce document, on y trouve, par exemple, puissance et tension assignées, les prises de réglages, le dimensionnement, les tolérances, les essais...

Les points particuliers qui seront souvent cités dans ce manuscrit sont les niveaux :

- d'inductance (souvent confondu avec impédance) de court-circuit ;
- de pertes ;
- de puissance acoustique.

En ce qui concerne l'inductance de court-circuit, la variation de l'inductance après court-circuit, ramenée à la température de référence de 75 °C, ne doit pas excéder :

- 4 % pour les transformateurs de 50 kVA à 630 kVA
- 6 % pour les transformateurs EDF 1 000 kVA.

Les niveaux de pertes et de puissance acoustique sont classés de E, les moins bons, à A les plus efficaces. Les pertes en charge sont nommées P_k et les pertes à vide P_0 .

La spécification S-27, établie en 2008, est basée sur la norme européenne EN 50464-1 concernant les niveaux de pertes et puissance acoustique.

Les tableaux suivants regroupent les niveaux de pertes, de bruit et la limite d'inductance des transformateurs de distribution :

Pertes en charge

Puissance assignée	D_k	C_k	B_k	A_k	Impédance de court-circuit
kVA	W	W	W	W	%
50	1 350	1 100	875	750	4
100	2 150	1 750	1 475	1 250	
160	3 100	2 350	2 000	1 700	
250	4 200	3 250	2 750	2 350	
315	5 000	3 900	3 250	2 800	
400	6 000	4 600	3 850	3 250	
500	7 200	5 500	4 600	3 900	
630	8 400	6 500	5 400	4 600	
630	8 700	6 750	5 600	4 800	6
800	10 500	8 400	7 000	6 000	
1 000	13 000	10 500	9 000	7 600	

Niveaux de pertes à vide et bruit

Puissance assignée	E_0		D_0		C_0		B_0		A_0		Impédance de court-circuit
	P_0	L_{WA}									
kVA	W	dB(A)	%								
50	190	55	145	50	125	47	110	42	90	39	4
100	320	59	260	54	210	49	180	44	145	41	
160	460	62	375	57	300	52	260	47	210	44	
250	650	65	530	60	425	55	360	50	300	47	
315	770	67	630	61	520	57	440	52	360	49	
400	930	68	750	63	610	58	520	53	430	50	
500	1 100	69	880	64	720	59	610	54	510	51	
630	1 300	70	1 030	65	860	60	730	55	600	52	
630	1 200	70	940	65	800	60	680	55	560	52	6
800	1 400	71	1 150	66	930	61	800	56	650	53	
1 000	1 700	73	1 400	68	1 100	63	940	58	770	55	

Par exemple, un transformateur 400 kVA classé C_0C_k de bruit B_0 veut dire qu'il doit avoir au maximum 4600 W de pertes en charge, 610 W de pertes à vide et 53 dB(A) de puissance acoustique.

LA FILIERE AMORPHE : ETAT DE L'ART ET ANALYSE DU CYCLE DE VIE

1. MATERIAUX AMORPHES ET NANOCRISTALLINS. ORGANISATION DE LA FILIERE AMORPHE	13
1.1. CONTEXTE.....	13
1.1.1 <i>Pertes dans le réseau ERDF</i>	13
1.1.2 <i>L'évaluation des différents matériaux magnétiques</i>	14
1.2. HISTORIQUE	15
1.2.1 <i>Les premiers essais</i>	15
1.2.2 <i>Une nouvelle tentative</i>	16
1.3. MATERIAUX FERROMAGNETIQUES AMORPHES.....	17
1.3.1 <i>Définition</i>	17
1.3.2 <i>Entre le liquide et le verre</i>	18
1.3.3 <i>Aspect thermodynamique</i>	19
1.3.4 <i>Elaboration des matériaux amorphes</i>	20
1.3.5 <i>Propriétés</i>	21
1.4. MATERIAUX FERROMAGNETIQUES NANOCRISTALLINS	25
1.4.1 <i>Préparation</i>	25
1.4.2 <i>Propriétés magnétiques</i>	26
1.4.3 <i>Particularité de l'alliage Finemet</i>	27
1.4.4 <i>L'avenir des matériaux nanocristallins</i>	28
1.5. MATERIAUX AMORPHES POUR TRANSFORMATEURS.....	29
1.5.1 <i>Pertes dans les matériaux magnétiques</i>	30
1.5.2 <i>L'intérêt des amorphes Fe-Si-B</i>	35
1.5.3 <i>Les alliages amorphes dans les noyaux magnétiques</i>	36
1.5.4 <i>Problèmes liés à l'utilisation des rubans amorphes</i>	39
1.5.5 <i>Evolution des matériaux amorphes</i>	40
1.6. LES TRANSFORMATEURS AMORPHES.....	41
1.6.1 <i>Les producteurs d'amorphes</i>	41
1.6.2 <i>Capacité de production et prix du matériau amorphe</i>	42
1.6.3 <i>La partie active</i>	43
1.7. LES CONSTRUCTEURS DE TRANSFORMATEURS AMORPHES.....	46
1.7.1 <i>Constructeurs européens</i>	48
1.7.2 <i>Constructeurs asiatiques</i>	48
1.8. CONCLUSIONS	50
2. ANALYSE DU CYCLE DE VIE (ACV)	51
2.1. INTRODUCTION A L'ACV	51
2.1.1 <i>Origine de l'ACV</i>	51
2.1.2 <i>Méthodologie de l'ACV</i>	51
2.2. OBJECTIFS ET CHAMP D'ETUDE.....	52
2.3. INVENTAIRE DES DEUX SYSTEMES DE TRANSFORMATEURS	53
2.3.1 <i>Système amorphe</i>	54
2.3.2 <i>Système GO</i>	62
2.3.3 <i>Résultats de l'inventaire</i>	68
2.4. EVALUATION DES IMPACTS.....	70
2.5. ANALYSE DES DIFFERENTS SCENARIOS DE LA FILIERE AMORPHE	71
2.5.1 <i>Fournisseur européen de noyaux magnétiques</i>	71
2.5.2 <i>Fabricant européen de noyaux et transformateurs</i>	73
2.5.3 <i>Fabricant étranger de noyaux et transformateurs</i>	74
2.6. SYNTHESE DES RESULTATS	76
2.6.1 <i>Emissions de CO₂ de la part « Utilisation »</i>	76
2.6.2 <i>Emissions de CO₂ de la part « Production et Recyclage »</i>	78
2.7. COMPARAISON ENTRE TRANSFORMATEURS AMORPHE A ₀ /2-C _K ET CONVENTIONNEL A ₀ C _K	79
2.8. CONCLUSIONS	81

1. Matériaux amorphes et nanocristallins. Organisation de la filière amorphe

1.1. Contexte

1.1.1 Pertes dans le réseau ERDF

Depuis 2006, l'UE invite les distributeurs d'électricité à s'équiper de matériels à haute efficacité énergétique pour réduire les pertes dans les réseaux électriques. La réduction des pertes à vide (pertes « fer ») des transformateurs de distribution publique constitue un enjeu environnemental et économique fort chez les distributeurs d'électricité dans le monde, dont ERDF filiale d'EDF pour la distribution. Les pertes annuelles totales dans le réseau de distribution ERDF en 2007 s'élèvent à 4,4 TWh dont les pertes à vide représentent 3 TWh/an soit plus de $\frac{2}{3}$ des pertes totales.

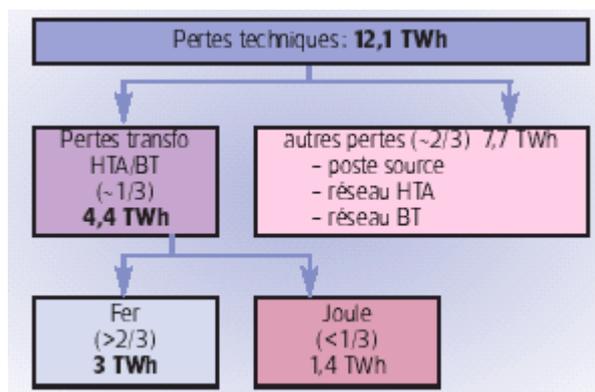


Figure 1 – Pertes annuelles totales en 2007 [1]

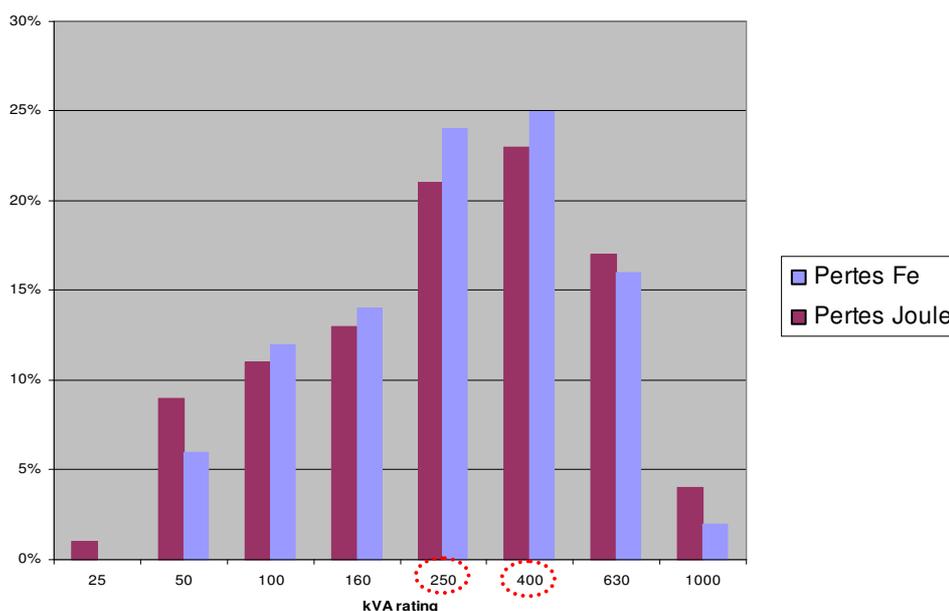


Figure 2 – Part des transformateurs dans les pertes (2005)

Sur les 2 figures représentées au-dessus, l'importance de la réduction des pertes à vide est bien mise en évidence. Le graphique tient compte de la répartition de la population des transformateurs sur le réseau français. On comprend aisément sur quel type de transformateur ERDF va fixer ses efforts de réduction des pertes en priorité (250 et 400 kVA).

Comme les pertes « fer » sont constantes et générées par le matériau magnétique lui-même, l'utilisation des matériaux magnétiques à haute efficacité énergétique permettra de réduire les pertes, d'où un enjeu économique. Outre leur rentabilité économique, les transformateurs à haute efficacité procurent également un avantage environnemental important.

1.1.2 L'évaluation des différents matériaux magnétiques

Il est possible de diminuer les pertes à vide en choisissant un matériau plus performant pour fabriquer le noyau. Au fil des ans, davantage de matériaux spécialisés ont été élaborés pour les noyaux de transformateurs :

- Vers 1900, l'acier au silicium laminé à chaud est devenu la matière de base pour construire le noyau, qui était constitué de feuilles isolantes individuelles servant à réduire les pertes à vide. L'acier laminé à froid et des techniques d'isolation plus perfectionnées ont progressivement été développés par la suite afin d'améliorer le rendement.
- Les aciers de silicium à grains orientés laminés à froid (CGO) ont été commercialisés dans les années 1950. Il s'agit d'un premier pas important vers la réduction des pertes.
- Différentes techniques de revêtement et de traitement ainsi qu'un contenu réduit en Si ont permis de créer les aciers à grains orientés hautement perméables (HiB : High $B_{\text{saturation}}$). Ceux-ci demeurent aujourd'hui le matériau principal pour la fabrication de transformateurs de distribution en Europe.
- De nouvelles techniques d'amélioration de la technologie des tôles Fe-Si par le traitement laser ont été initiées au cours des années 1980 (laser scratching).
- La récente élaboration des matériaux amorphes à base de fer constitue un progrès important, qui permet de réduire les pertes à vide dans les transformateurs de manière efficace. L'utilisation de matériaux amorphes dans les noyaux magnétiques représente une rupture technologique dans le domaine des transformateurs de distribution.

Voici un schéma qui représente l'évolution au fil du temps des pertes à vide à 1,7 T-50 Hz pour différents aciers Fe-Si :

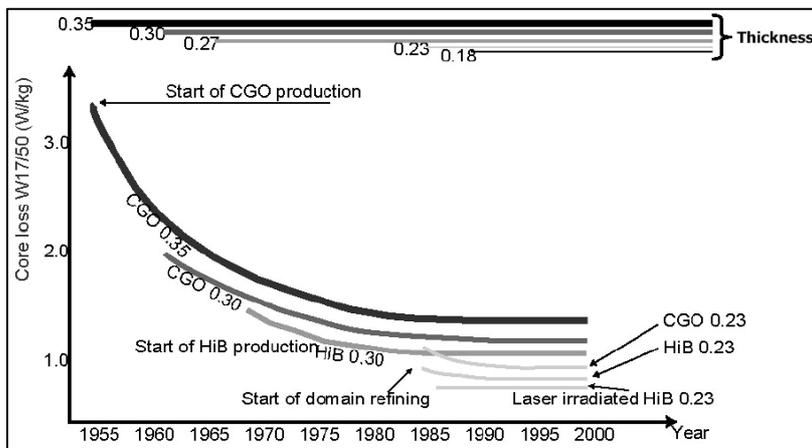


Figure 3 – Aperçu des différents aciers magnétiques [2]

1.2. Historique

En 1990, General Electric et EPRI [3] ont mis au point une technologie de transformateur de distribution à noyaux amorphes qui réduit les pertes à vide de 60 à 70% par rapport aux tôles conventionnelles. Les rubans amorphes permettent de produire des transformateurs offrant une meilleure efficacité énergétique en comparaison avec les transformateurs conventionnels à tôles Fe-Si à grains orientés (GO). Bien que relativement récente, la technologie amorphe est assez largement diffusée en Asie et à plus petite échelle en Amérique du Nord.

1.2.1 Les premiers essais

PARTIE CONFIDENTIELLE

PARTIE CONFIDENTIELLE

1.2.2 Une nouvelle tentative

Il y a une dizaine d'années, les conclusions montraient que les transformateurs à noyaux amorphes n'étaient pas fiables et que leur coût était alors excessif. Cependant, l'application des matériaux amorphes aux transformateurs de distribution connaît actuellement un regain d'intérêt pour les raisons suivantes :

- L'UE incite les distributeurs d'électricité à s'équiper de transformateurs performants de haute efficacité énergétique.
- la diversification des sources d'approvisionnement de ERDF en raison de la demande pour faire face aux besoins ponctuels de renouvellement du parc.
- l'objectif d'ERDF de réduire les pertes dans son réseau en cohérence avec les recommandations de l'UE. La technologie amorphe permettrait des gains financiers immédiats et réduirait l'impact climatique des pertes

Ce regain d'intérêt de la technologie amorphe avait encouragé EDF R&D à investiguer en 2008 sur les matériels issus de l'offre chinoise et japonaise. Les résultats d'investigation ont permis de conclure que les deux transformateurs asiatiques ne répondaient pas complètement aux exigences des spécifications HN-52-S-27 notamment du point de vue de :

- la tenue aux courants de court-circuit
- les décharges partielles
- les dimensions externes
- le remplissage d'huile qui n'est pas intégral

A l'heure actuelle, ERDF se montre intéressé par la technologie amorphe car la réduction des pertes est une composante essentielle de ces engagements, beaucoup de fabricants européens de transformateurs et les distributeurs d'électricité (ENDESA, ENEL) se sont mis dans la voie de l'amorphe, et les conceptions des transformateurs (surtout vis-à-vis de la tenue mécanique) ont été remaniées afin de palier les difficultés rencontrées auparavant.

A retenir

- **Pertes dans les transformateurs (2007) = 4,4 TWh dont 3 TWh constitue les pertes à vide.**
- **Objectif de ERDF : réduire les pertes dans le réseau de distribution en utilisant les matériels performants.**
- **Transformateurs amorphes → Solution alternative de réduction des pertes.**

1.3. Matériaux ferromagnétiques amorphes

1.3.1 Définition

Les amorphes métalliques sont définis comme des solides ne présentant pas d'ordre topologique à longue distance contrairement aux solides cristallins. Une structure amorphe peut néanmoins présenter un ordre à courte distance (préférence des atomes pour ses premiers voisins) qui ne persiste pas à longue distance (quelques angströms) [5].

A partir d'un alliage liquide considéré comme homogène, une structure cristallisée est obtenue par un refroidissement lent. Cette lente descente en température permet aux atomes de s'organiser en structure cristalline. En revanche, si le refroidissement est très rapide, une hypertexte, la cristallisation peut ne pas se produire. Les règles permettant de repousser l'étape de cristallisation, donc d'obtenir une grande aptitude à former un amorphe, suivent principalement deux critères :

- suppression de la germination en augmentant l'énergie d'interface liquide-solide
- suppression de la croissance cristalline en rendant difficile les réorganisations structurales à longue distance (diffusion)

Ce point peut être illustré schématiquement à l'aide d'un diagramme TTT (Temps-Température-Transformation) (**Figure 4**). Sur ce diagramme est portée en ordonnée la température et en abscisse le temps. En partant de l'état liquide, dont la température est évidemment supérieure à la température de fusion T_m , il est possible d'atteindre l'état amorphe (trajectoire 1), si le refroidissement est suffisamment rapide pour éviter l'enveloppe « cristalline ».

Ci-après le diagramme TTT :

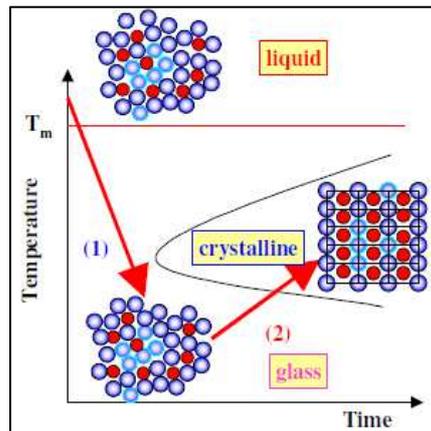


Figure 4 – Diagramme TTT des alliages métalliques

Les macrostructures et microstructures du métal solide varient en fonction des conditions de refroidissement du métal. La cinétique critique de refroidissement pour maintenir l'état amorphe est de 10^8 K/s pour un métal monoatomique liquide et de 10^6 K/s pour un alliage eutectique type FeSiB.

Les alliages amorphes dotés d'une aptitude à la vitrification obéissent à des règles empiriques, par exemple les conditions d'Inoue [6] :

- l'alliage doit comporter au moins 3 éléments chimiques différents, le fait d'avoir plusieurs éléments permet d'augmenter l'entropie ΔS (car le désordre est favorisé), ainsi il y a une diminution d'enthalpie libre ΔG . En effet, ΔG est liée par la relation : $\Delta G = \Delta H - T \cdot \Delta S$. Par définition, l'équilibre est atteint pour le minimum de ΔG donc plus ΔS est grand plus ΔG est négative et la réaction est favorisée ;
- la différence entre les rayons atomiques des éléments doit être supérieure à 12% ;
- les chaleurs de mélanges (ΔH) doivent être négatives entre les principaux éléments ;
- la condition précédente implique que la composition définit une position d'eutectique profond où les écarts de température entre les éléments purs et l'alliage sont très grands.

1.3.2 Entre le liquide et le verre

Le diagramme suivant définit les différents états d'un alliage métallique entre l'état liquide et l'état amorphe au refroidissement et au chauffage :

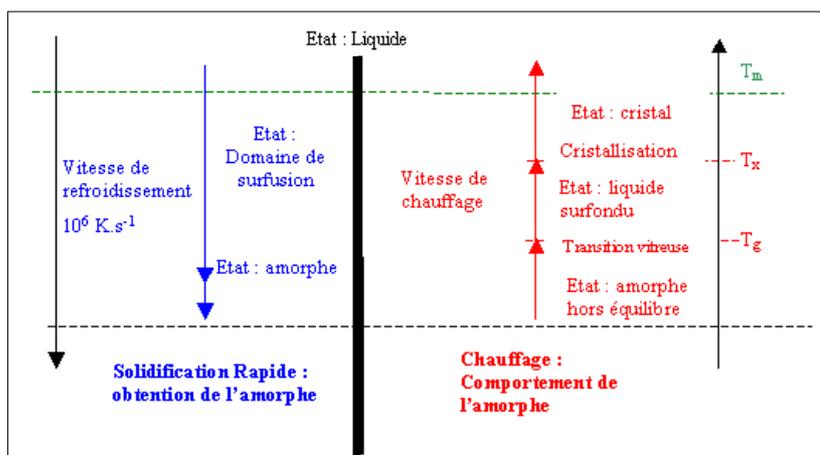


Figure 5 – L'état amorphe

L'état amorphe est caractérisé par deux transitions de phase au chauffage: T_g , température de transition vitreuse et T_x , température de cristallisation.

A une température $T < T_g$, le solide amorphe présente le phénomène de relaxation structurale, il subit des réarrangements atomiques. Au-dessus de T_g , on observe le domaine de liquide surfondu, état solide métastable ayant des propriétés d'un liquide visqueux.

En poursuivant le chauffage, le système évolue vers l'état cristallin, état thermodynamiquement stable au-dessus de T_x . Puis le matériau atteint la température de fusion T_m qui ne dépend que de la composition chimique.

1.3.3 Aspect thermodynamique

La Figure 6 représente les variations du volume spécifique V_s et de l'enthalpie H en fonction de la température, pour un même matériau, dans les trois états : liquide, amorphe, cristallin. Les fonctions V_s et H sont continues mais elles présentent un changement de pente à T_g . Pour une température inférieure à T_g , les atomes ne peuvent pas diffuser sur de grandes distances comme cela est possible dans le liquide. Autrement dit, la transition vitreuse apparaît durant le refroidissement du liquide surfondu quand les réarrangements atomiques n'ont pas lieu assez rapidement pour maintenir l'équilibre thermodynamique.

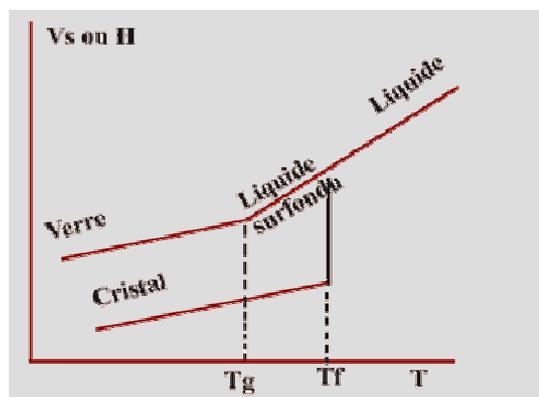


Figure 6 – Variation de V_s et H en fonction de la température

1.3.4 Elaboration des matériaux amorphes

La préparation de matériaux amorphes nécessite d'atteindre sans cristallisation une température inférieure à la température de transition vitreuse T_g . Ces matériaux sont élaborés industriellement par la technique du « melt spinning » qui consiste à projeter le métal liquide sur une roue en mouvement pour réaliser une hypertrempe.

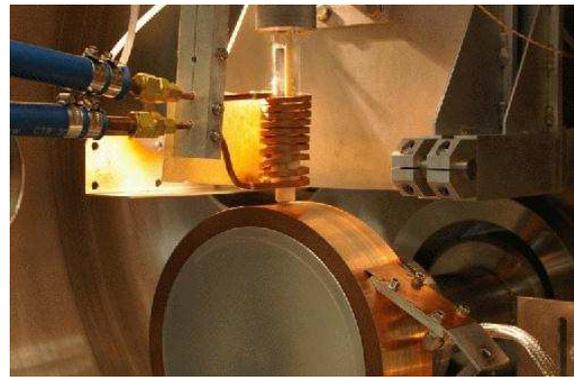
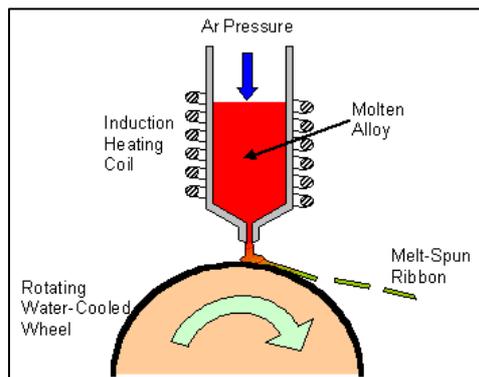


Figure 7 – Dispositif de melt spinning

L'alliage mère est fondu dans la buse par induction. Il faut avoir une température suffisamment importante afin de diminuer la viscosité de l'alliage. Par conséquent, la température doit être ajustée pour que le mélange ne soit pas trop visqueux, ce qui entraînerait un figeage au moment de l'élaboration. Quand l'alliage est à température, une surpression d'argon expulse le métal liquide à travers la buse sur une roue tournant à grande vitesse à environ 30 m/s. Le métal liquide se solidifie très rapidement au contact de la roue et un ruban se forme par entraînement de la couche solidifiée.

En général, les rubans hypertrempés présentent deux faces distinctes. La face en contact avec la roue subissant la plus grande vitesse de refroidissement présente une surface plus mate alors que la face en contact avec l'air est brillante. Les rubans ainsi obtenus ont une épaisseur de l'ordre de 25 μm et une largeur à plusieurs centimètres (20 cm).

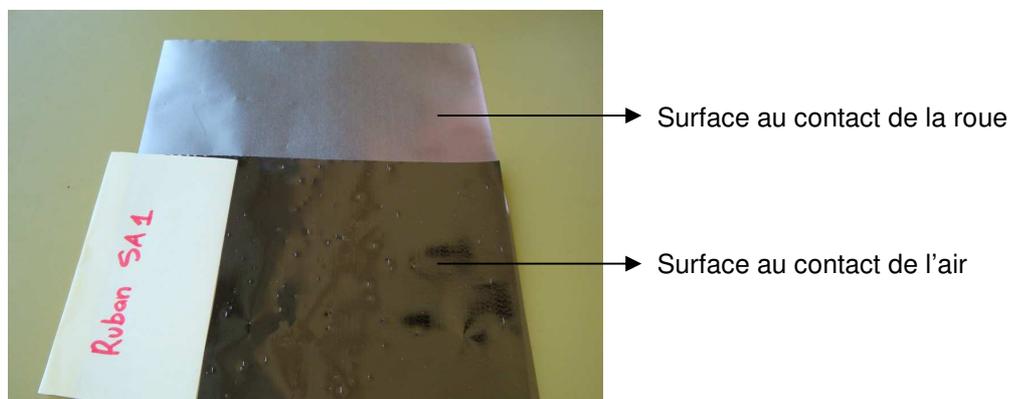


Figure 8 – Aspect visuel des faces du ruban amorphe Metglas® 2605SA1

1.3.5 Propriétés

1.3.5.1 Propriétés mécaniques

L'homogénéité chimique des matériaux amorphes conditionne les propriétés mécaniques. L'absence de joints de grains et de direction privilégiée des grains fait qu'il n'existe pas de plan de glissement : la limite élastique est donc très élevée dans ces matériaux (de l'ordre de 3 GPa).

Les constantes mécaniques d'un alliage amorphe commercialisé et d'un alliage conventionnel en comparaison sont données dans le **Tableau 1** :

Alliage	Dureté Vickers	Charge à la rupture
Fe-B-Si amorphe	700	1-2 GPa
Fe-Si cristallin	170-180	300-340 MPa

Tableau 1 – Propriétés mécaniques des alliages ferromagnétiques amorphe et cristallin

Cependant, l'évolution des propriétés mécaniques en fonction des traitements thermiques, destinés à améliorer les propriétés magnétiques est à considérer. Pour les alliages amorphes à base de fer, les recuits rapprochent la température de transition ductile → fragile près de la température ambiante, ce qui rend délicate leur manipulation mécanique après recuit, le ruban devient plus fragile [7].

1.3.5.2 Propriétés magnétiques

Résistivité [8]

Bien que la concentration des électrons de conduction soit relativement élevée dans les ferromagnétiques amorphes, la résistivité électrique a un comportement sensiblement différent de celui observé à l'état cristallin. L'absence de toute périodicité topologique et chimique multiplie les obstacles rencontrés par les électrons, bien au-delà de ce qu'entraîne l'agitation thermique. La résistivité électrique d'un amorphe (130 $\mu\Omega\cdot\text{cm}$) est nettement supérieure, au moins 2 ou 3 fois, à celle correspondant aux matériaux cristallins classiques (48 $\mu\Omega\cdot\text{cm}$) utilisés actuellement dans les transformateurs de distribution (tôles à GO).

Ferromagnétisme

Le désordre atomique local n'a qu'une influence limitée sur la structure électronique du solide et sur le couplage entre les moments magnétiques voisins. Il n'interdit pas l'existence du ferromagnétisme. Un matériau ferromagnétique présente une induction (polarisation) magnétique même en l'absence d'excitation. On distingue ainsi les matériaux ferromagnétiques (**Figure 9**) :

- doux si son aimantation est facilement modifiée par excitation ;
- durs (ou aimants permanents) si son aimantation est constante quelque soit l'excitation (dans certaines limites).

Sur le cycle d'hystérésis, on peut remarquer :

- l'induction à saturation B_s ;
- le champ coercitif H_c , le champ à appliquer au matériau pour que son induction soit nulle.

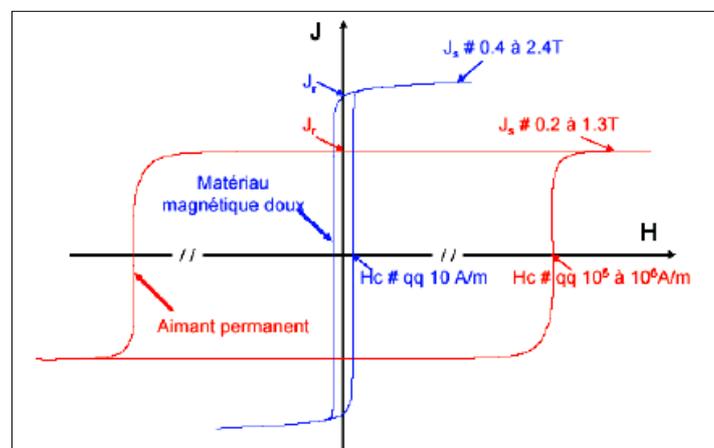


Figure 9 – Courbes d'aimantation des ferromagnétiques doux et durs [9]

Comme pour les ferromagnétiques polycristallins, les amorphes présentent une température de Curie T_c au-dessus de laquelle il n'existe plus de couplage magnétique. Les conséquences du désordre à grande distance et de l'augmentation des distances interatomiques ont pour effet de réduire nettement T_c dans un matériau amorphe (398 °C) par rapport à un matériau cristallin (750 °C) de même composition.

Anisotropie magnétique [10]

L'anisotropie magnétique est la tendance du vecteur aimantation à s'aligner suivant une direction particulière appelée axe de facile aimantation. Quand un matériau est aimanté selon cet axe, la perméabilité est élevée et la saturation magnétique est aisée. En général, dans les matériaux magnétiques cristallins, l'anisotropie est dominée par l'anisotropie magnétocristalline. Comme pour les tôles classiques Fe-Si, l'anisotropie magnétique est pratiquement imposée par l'orientation cristalline des grains donc figée après la préparation. Dans le cas des amorphes, cette dernière composante est nulle en raison du désordre à grande échelle, il ne peut apparaître d'axes privilégiés puisque tous sont équivalents. Mais les contraintes mécaniques internes liées à la solidification rapide sont à l'origine d'une anisotropie dans les amorphes, appelée anisotropie magnétoélastique. Ces contraintes s'expliquent en partie par le fait que la vitesse de refroidissement n'est pas la même sur la face du ruban côté roue et sur celle côté air. Il est donc nécessaire de faire subir à ces matériaux un recuit de détensionnement pour réduire ces contraintes résiduelles. L'élévation de la température en augmentant la mobilité des atomes permet de favoriser un arrangement microscopique plus homogène, ce qui conduit à un état plus stable sur le plan thermodynamique.

Magnétostriction [10]

La magnétostriction est un phénomène relevé uniquement dans les matériaux ferromagnétiques. Le changement de l'état magnétique d'un matériau est accompagné d'une variation dimensionnelle qui est très liée à l'anisotropie magnétique : c'est le phénomène de la magnétostriction.

En mettant, par exemple, une barre ferromagnétique dans un champ parallèle à la direction longitudinale de la barre, on constate un accroissement relatif de la longueur de la barre causé par la magnétostriction (**Figure 10**).

Quand la direction de l'aimantation d'un matériau ferromagnétique tourne, l'échantillon subit un changement de longueur le long de la nouvelle direction d'aimantation. On définit ainsi la magnétostriction à saturation λ_s comme le changement relatif de longueur dans une direction donnée lorsque le matériau est amené de l'état désaimanté à l'état saturé dans la direction considérée.

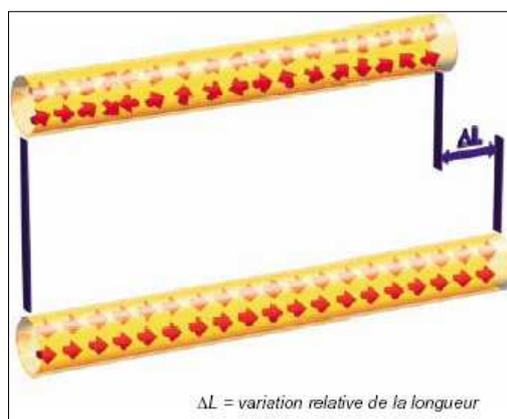


Figure 10 – L'effet magnétostrictif

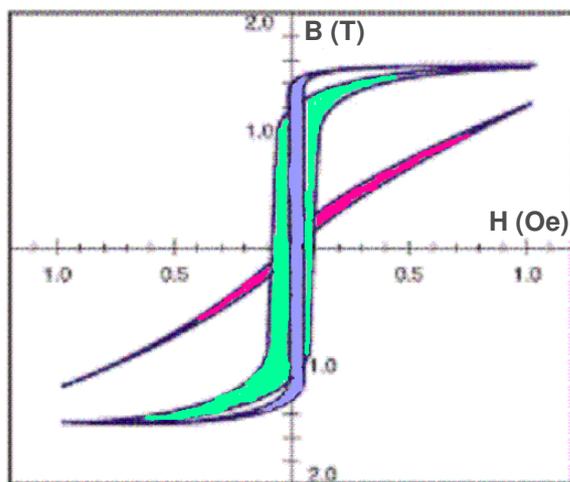
Ce phénomène représente une difficulté pour la réalisation de dispositifs magnétiques. Les noyaux magnétostrictifs sont sensibles aux contraintes mécaniques, par exemple celles produites lors de la solidification rapide d'où l'avantage d'un recuit adapté pour minimiser ces phénomènes.

1.3.5.3 Influence des traitements thermiques sur les propriétés

Les traitements thermiques des rubans amorphes ont une grande importance pratique. En effet, les rubans issus de la trempe sur roue froide ne sont pas généralement utilisables tels qu'ils sont produits. Ils comportent beaucoup de contraintes locales et leurs propriétés magnétiques sont médiocres. Pour éliminer ces contraintes résiduelles et obtenir des propriétés intéressantes, il faut soumettre le matériau à un recuit qui entraîne une réorganisation partielle et progressive de la structure.

La valeur du champ H_c dépend de l'anisotropie, or dans les métaux amorphes, c'est l'anisotropie magnétoélastique qui domine en raison des contraintes internes. Le recuit permet de diminuer l'anisotropie magnétoélastique, donc de l'anisotropie totale et, par suite, le champ coercitif. Il faut aussi noter que l'application d'un champ magnétique durant le traitement thermique peut favoriser une anisotropie uniaxiale induite. Ainsi l'application d'un champ magnétique permet d'induire une anisotropie dans le sens du champ appliqué.

La **Figure 11** illustre cette influence sur un alliage FeSiB commercialisé par Metglas. On remarque que, suivant l'orientation du champ magnétique appliqué durant le recuit les performances magnétiques sont très différentes. Un champ longitudinal induit une anisotropie axiale révélée par un cycle d'hystérésis rectangulaire avec une forte perméabilité, alors qu'un champ magnétique transversal induit une anisotropie transverse qui se manifeste par un cycle d'hystérésis plat.



Recuit sous champ longitudinal

Recuit sous champ transversal

Recuit sans champ

Figure 11 – Influence du traitement thermique sur les cycles d'hystérésis d'un amorphe FeBSi [11]

Récapitulatif

- **Etat amorphe : obtenue par hypertrempe, structure désordonnée sans joints de grains**
- **Résistivité électrique élevée: 130 $\mu\Omega$.cm (Fe-Si-B amorphe) – 48 $\mu\Omega$.cm (Tôle Fe-Si à GO)**
- **Magnétostriction : une composante intrinsèque engendrant du bruit**
- **Opération de recuit : traitement thermique adapté, étape importante permettant de supprimer l'anisotropie magnétoélastique, engendrée pendant l'hypertrempe**
- **Application d'un champ longitudinal lors du recuit diminue davantage les pertes.**

1.4. Matériaux ferromagnétiques nanocristallins

Les derniers nés des matériaux magnétiques doux sont apparus en 1988 à la suite des travaux effectués par les chercheurs de Hitachi Metals (Yoshizawa et son équipe). Ces alliages, qu'on désigne sous le qualificatif de nanocristallins, présentent des grains dont le diamètre est d'environ 10 nm. Ils constituent des variantes des alliages amorphes avec des propriétés ferromagnétiques douces (faibles pertes à vide, faible champ coercitif).

1.4.1 Préparation

Lors des traitements thermiques des rubans amorphes (nécessaires après leur trempe pour améliorer leurs propriétés magnétiques), la cristallisation du matériau doit être évitée car elle détériore les propriétés magnétiques (champ coercitif fort) du fait de la croissance de gros grains. Pour obtenir des nanograins, favorables au magnétisme doux, il est nécessaire d'une part de favoriser la nucléation la plus homogène possible de nanoparticules et d'autre part de limiter leur croissance et coalescence de ces germes. Les chercheurs de Hitachi ont trouvé les premières compositions amorphes permettant de satisfaire à ces deux conditions en introduisant dans l'alliage de base Fe-B-Si amorphe du cuivre et du niobium (respectivement 1% et 3%)

En partant de l'alliage amorphe Fe-Cu-Nb-Si-B, la nanocristallisation se déroule de la façon suivante [10] :

- des amas cristallins de quelques nanomètres de cuivre se forment, répartis de manière homogène dans le volume ;
- le fer et le cuivre étant très peu miscibles, le fer est repoussé et il y a une augmentation de la concentration de fer au bord des amas de cuivre, ce qui favorise la germination de cristaux de fer ;

- les atomes de fer et de silicium environnants migrent vers le cristal, formant une solution solide de FeSi qui, au cours du recuit, s'enrichit en silicium (le fer et le silicium sont très miscibles car leurs diamètres atomiques sont similaires) ;
- simultanément, les atomes de bore et de niobium sont repoussés hors de la maille cristalline. Ces derniers vont ralentir la croissance du cristal car ils diffusent beaucoup plus lentement que les autres atomes de l'alliage ; par suite, ils vont s'amasser autour des cristaux, formant une barrière de diffusion qui limitera leur taille ;
- les cristaux formés (Fe-Si) repoussent le cuivre qui forme de nouveaux amas et etc.

On obtient ainsi un matériau diphasé contenant une phase nanocristalline représentant environ 70% du volume et une matrice amorphe Fe-B-Nb (**Figure 12**). Le diamètre moyen des nanograins est de l'ordre de 10 à 15 nm.

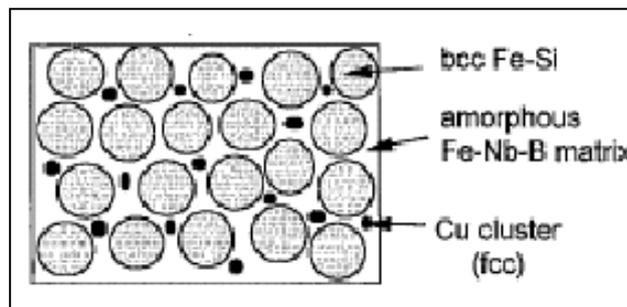


Figure 12 – Etat structural final d'un alliage amorphe nanocristallin Fe-Cu-Nb-Si-B [12]

Deux familles d'alliages, différentes par leur valeur de B_s , ont été étudiées par les chercheurs :

- Finemet : les compositions les plus courantes sont du type $Fe_{73.5}Si_xB_{22.5-x}Cu_1Nb_3$ et contiennent 13.5% à 16.5% de Si. Ils possèdent une induction B_s inférieure à 1,4 T.
- Nanoperm : la composition originale était $Fe_{84}Zr_7B_9$ mais elle a évolué d'une manière plus large par la suite. Les plus performants alliages ont la formule $Fe_{100-x-y}Zr_xB_yCu_1$ ($x \sim 7$, $2 < y < 6$). Ces alliages possèdent une induction élevée de l'ordre de 1,5 T. Il faut préciser que cet alliage a été abandonné par les chercheurs. Bien que son induction à saturation soit attractive, les essais de production industrielle conduits par Alps Electric se sont soldés par un échec pour des raisons d'oxydation rapide.

1.4.2 Propriétés magnétiques

Dans le domaine du magnétisme, les propriétés magnétiques des nanomatériaux relèvent de couplages à des distances nettement plus grandes comme le couplage d'échange (10-100 nm dans les matériaux doux) ou les interactions dipolaires. Comme les cristallites ont des

orientations quelconques, les moments magnétiques qui sont couplés par l'énergie d'échange ne voient qu'une anisotropie magnétocristalline moyenne, d'autant plus réduite que le nombre de cristallites est grand. En ce qui concerne le magnétisme, il existe une taille critique propre à chaque matériau en dessous de laquelle les processus d'aimantation changent. La **Figure 13** montre la variation de H_c en fonction de la taille des grains D des différents matériaux doux :

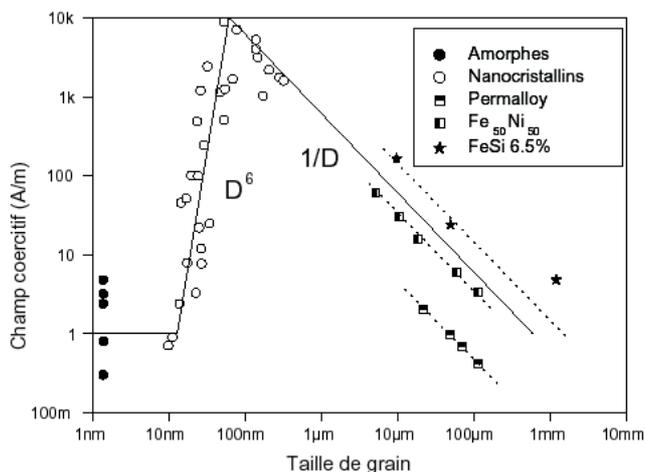


Figure 13 – Evolution du champ coercitif H_c en fonction de la taille des grains [12]

On constate immédiatement sur la figure précédente que les courbes $H_c = f(D)$ pour l'ensemble des matériaux magnétiques doux dont la taille des grains est supérieure à 100 nm, est une famille de droites proportionnelles à l'inverse de la taille des grains. Mais de faibles valeurs de H_c sont également repérées pour les alliages amorphes et nanocristallins possédant une taille des grains inférieure à 20 nm.

1.4.3 Particularité de l'alliage Finemet

Cet alliage présente la composition typique d'un alliage Fe-Si-B avec addition de Cu et Nb. Cet alliage est commercialisé par Hitachi Metglas sous le nom Finemet® ($Fe_{73.5}Cu_1Nb_3Si_{13.5}B_9$) et par Vacuumschmelze sous le nom Vitroperm® ($Fe_{73.5}Cu_1Nb_3Si_{15.5}B_7$). Les recuits de ce type d'alliage sont généralement d'une durée d'une heure. Nous pouvons voir sur la **Figure 14** que le minimum de coercivité et le maximum de perméabilité initiale sont obtenus entre 520 et 580 °C.

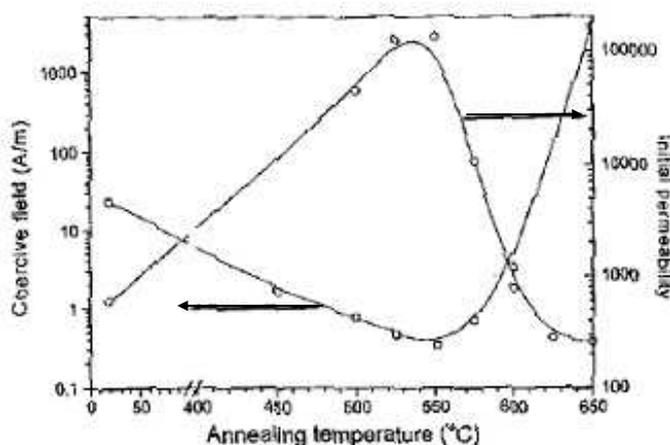


Figure 14 – Effets des traitements thermiques isothermes sur les propriétés physiques de $Fe_{73.5}Cu_1Nb_3Si_{13.5}B_9$ [12]

Dans le cas des convertisseurs statiques, les ferrites (matériaux céramiques ferromagnétiques) à moyennes fréquences sont utilisés. Pourtant, celles-ci montrent leurs limites dans des applications à forte puissance. Leur faible induction à saturation ne permet pas de diminuer efficacement les volumes ; les risques d'emballement thermique limitent leur température d'utilisation. De plus, leur faible perméabilité les rend inadaptées à de nombreuses autres applications.

Les systèmes du type Finemet sont beaucoup plus performants que les ferrites du point de vue des pertes à hautes fréquences (**Figure 15**) et semblent avoir un potentiel intéressant pour des fonctionnements au-dessus de 150°C. Ils ont des propriétés assez versatiles, car leur perméabilité peut être assez bien contrôlée par des recuits sous champ. En fonction du champ appliqué pendant le recuit, il est possible de fabriquer des cycles d'hystérésis quasi-linéaires jusqu'à la saturation avec une perméabilité de 100 000.

Du fait de leur très haute perméabilité, les nanocristallins sont particulièrement adaptés à la réalisation de capteurs de champ magnétique (têtes magnétiques, noyaux et pièces de relais, disjoncteurs différentiels). On obtient ainsi, dans le domaine 10 kHz – 1 MHz, les meilleurs matériaux métalliques magnétiques.

1.4.4 L'avenir des matériaux nanocristallins

On recense aujourd'hui plusieurs familles d'alliages nanocristallins de composition très variée avec des propriétés intéressantes. Par exemple, des alliages avec addition de P (Fe-B-Si-Cu-P) possédant des inductions à saturation de l'ordre de 1,9 T mais ces nouvelles formulations restent dans le cadre de la recherche fondamentale.

Actuellement, seuls les alliages nanocristallins type Finemet sont commercialisés par Metglas et Vacuumschmelze. Leurs procédures de fabrication industrielle sont bien maîtrisées. Ces matériaux ne possèdent pas d'applications dans les transformateurs de distribution. En réalité, les alliages nanocristallins sont très fragiles. La fragilité de ces matériaux face aux efforts électrodynamiques ne leur permet pas une utilisation dans les noyaux des transformateurs de distribution. Il est impossible de concevoir un noyau de transformateur avec les matériaux nanocristallins du fait de leur fragilité, ils risquent de se briser lors de la conception des noyaux. C'est pourquoi aucun transformateur de distribution n'a été conçu avec les noyaux nanocristallins.

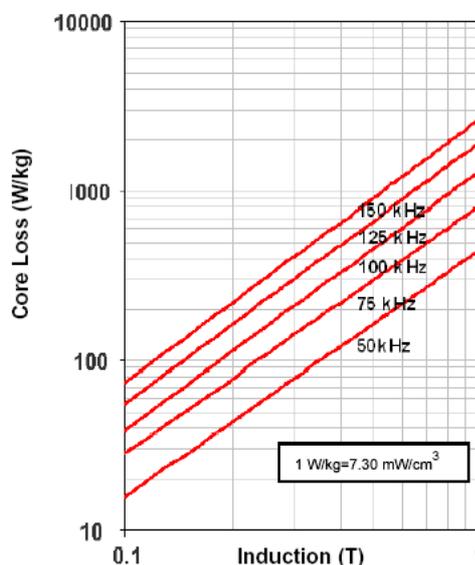


Figure 15 – Pertes fer de Finemet en fonction de B (T) à différentes fréquences [13]

Des arguments suffisants ont été énoncés précédemment pour montrer qu'un transformateur de distribution ne peut pas être conçu avec les matériaux nanocristallins existants actuellement. Dans la suite, on s'intéressera seulement aux matériaux amorphes comme matériaux constitutifs des noyaux de transformateur de distribution.

En abrégé

- **Amorphes nanocristallisés : présence de nanocristaux Fe-Si dans une matrice amorphe.**
- **Alliages Finemet : seuls matériaux commercialisés pour l'électronique et l'électrotechnique.**
- **Applications : capteurs magnétiques, inductances de mode commun...**
- **Pas d'applications dans les transformateurs de distribution → matériaux très fragiles ne pouvant pas supporter les efforts électrodynamiques lors des essais de court-circuit.**

1.5. Matériaux amorphes pour transformateurs

Avant de s'intéresser aux matériaux destinés à l'application de noyaux de transformateurs, il est intéressant de citer quelques exemples de matériaux amorphes à usages électrique et électronique. Les matériaux ferromagnétiques amorphes sont généralement composés d'environ 80% de métaux de transition (Fe, Ni, Co) et de 20% de métalloïdes (B, Si, P, C...). Aujourd'hui il existe trois familles d'alliages ferromagnétiques amorphes commercialisés sous forme de rubans :

- les alliages Fe-Ni et cobalt
- les alliages riches en fer

Les alliages Fe-Ni et Co [10]

Il faut préciser que les alliages amorphes riches en Fe et Co sont plus commercialisés que les alliages Fe-Ni. Les amorphes à base de cobalt sont particulièrement doux en raison d'un coefficient de magnétostriction très faible ($\lambda_s=0.2$ ppm). Les compositions les plus douces sont proches de $\text{Co}_{66}\text{Fe}_2\text{Mo}_2\text{Si}_{16}\text{B}_{12}$ et ont des champs coercitifs de l'ordre de 0.3 A/m. En raison de l'absence d'anisotropie magnétocristalline ou magnétoélastique, il est très facile de modifier la forme du cycle d'hystérésis par un recuit sous champ. Malheureusement, leur faible induction à saturation (0,55 T à 1 T) limite leur application à basses fréquences (50 Hz). Mais leur perméabilité est très élevée (10^6) et grâce à leur excellentes propriétés à hautes fréquences, ces alliages sont utilisés dans l'électronique de puissance, par exemple pour la surveillance électronique (antivols). Pour le besoin de l'électronique, des tores sont réalisés à partir de rubans amorphes et sont généralement protégés par une carcasse en matière plastique qui les soustrait aux contraintes des bobinages.

1.5.1 Pertes dans les matériaux magnétiques

Dans les matériaux magnétiques, les pertes se divisent de la manière suivante :

- perte en charge (perte « Cu ») : provoquée par la perte en résistance dans les spires et les raccordements. Ce sont donc les pertes par Effet Joule dans les fils de cuivre au primaire et au secondaire :

$$P_{Cu} = 3(R_{primaire}I_p^2 + R_{secondaire}I_s^2)$$

- perte à vide (perte « Fe ») : provoquée par un courant magnétisant dans le noyau magnétique. Cette perte est toujours présente lorsque le transformateur est connecté, mais elle demeure indépendante de la charge. Il s'agit d'une perte d'énergie constante donc importante.

Trois composantes sont retrouvées dans les pertes à vide [8]:

- pertes par hystérésis (pertes quasi statiques) : ces pertes sont mesurées en traçant un cycle d'hystérésis aux fréquences proches de 0. Elles sont proportionnelles à f.
- pertes par courant de Foucault (pertes classiques) : ces pertes sont déterminées à partir de la géométrie de l'échantillon et varient proportionnellement à f².
- pertes supplémentaires : ces pertes sont ni proportionnelles à f, ni à f².

Les pertes à vide sont généralement exprimées de la manière suivante :

$$W_{Fe} \text{ (J/m}^3\text{)} = P \text{ (W/kg)} \times \rho / f = W_{\text{hystérésis}} + W_{\text{Foucault}} + W_{\text{suppl}} = k_0 B^2 + k_1 B^2 f + k_2 B^{1+m} f^m$$

avec k₀, k₁ et k₂ des constantes

D'après la formule ci-dessus, on remarque que les pertes quasi-statiques sont indépendantes de la fréquence. Il suffit de mesurer les pertes à f~0. La surface du cycle d'hystérésis atteint une limite minimale à une fréquence très faible (proche de 0).

Les pertes classiques sont calculées sans tenir compte de l'existence des domaines. Les pertes supplémentaires sont estimées en tenant en compte de la mobilité des parois.

Afin de déterminer le coefficient m, plusieurs modèles sont proposés dans la littérature scientifique.

Modèle de Pry et Bean [14]

Ce modèle représente le comportement d'une tôle comportant un grand nombre de domaines. Les parois de Bloch à 180° sont supposées rigides et toujours perpendiculaires à la surface de la tôle.

Il est considéré dans ce modèle que, pendant l'aimantation, toutes les parois s'activent en même temps. Dans ce cas, Pry et Bean montre que le coefficient m vaut 1.

Modèle de Bertotti [15]

Le modèle de Pry et Bean considère que les parois de Bloch sont rigides et perpendiculaires à la surface de l'échantillon or, dans la réalité, il est certain qu'on n'a pas cette configuration. De plus, ce modèle n'est pas du tout adapté aux matériaux amorphes et nanocristallins.

Bertotti considère que la matière se présente comme un milieu inhomogène. Pour obtenir des variations d'aimantation, il faut appliquer au matériau en plus du champ statique et d'un champ dynamique, un champ supplémentaire H_{sup} rendant compte des pertes supplémentaires :

$$H_{sup} = \frac{H^w}{n} \quad \text{avec } H^w \text{ champ d'excitation à appliquer à une paroi à } 180^\circ$$

n , nombre d'objets magnétiques

Bertotti propose une approche statistique en introduisant la notion d'objet magnétique [16]. Le matériau est supposé équivalent à un système comportant n objets magnétiques statistiquement indépendants. Il est démontré que n varie linéairement avec H_{sup} :

$$n = n_0 + H_{sup} / V_0$$

Le terme n_0 est une constante pouvant varier avec l'amplitude de la polarisation J et V_0 est un paramètre caractérisant l'inhomogénéité dans le matériau [17].

Il est observé que dans le cas des amorphes, n_0 est négligeable devant le second terme car V_0 tend à diminuer en raison de la structure homogène des matériaux amorphes :

$n \approx H_{sup} / V_0$, dans ces conditions, les pertes supplémentaires sont proportionnelles à $f^{1/2}$.

Concernant les tôles Fe-Si, à cause des inhomogénéités dans la structure, V_0 tend à augmenter ($n_0 \gg H_{sup} / V_0$). Dans ces conditions, le coefficient m est compris entre 0,5 et 1 suivant la texture des grains.

Dans la suite, on se propose d'étudier la contribution de chacune des pertes de nos matériaux magnétiques. Pour cela, des mesures de pertes volumiques (J/m^3) à différentes fréquences (1 à 1000 Hz) sont effectuées.

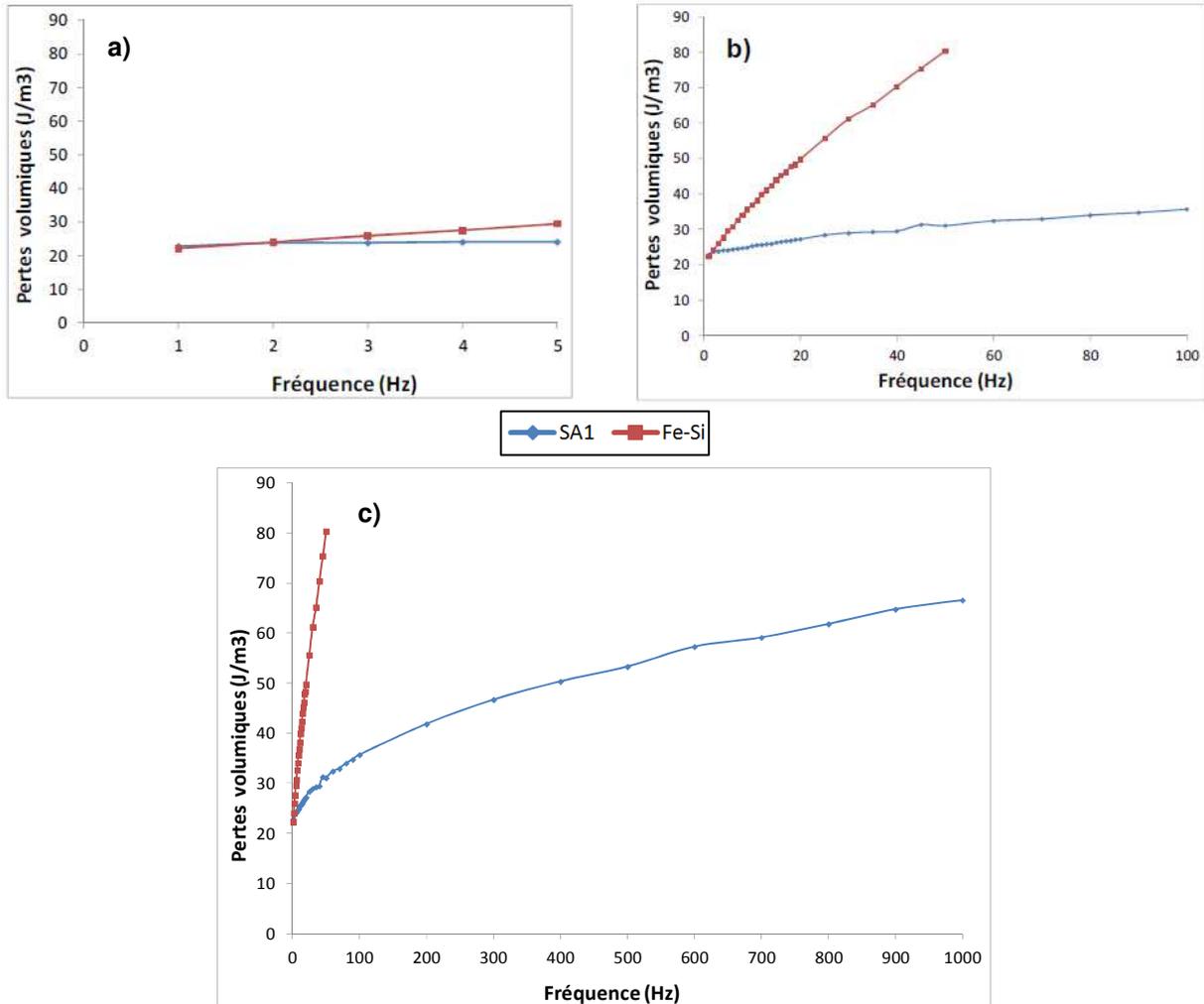


Figure 16 – Pertes fer à 1,3 T de SA1 et Fe-Si à différentes gamme de fréquence : a) partie constante – b) partie 0-100 Hz – c) pertes totales

La **Figure 16** représente les pertes magnétiques mesurées sur le ruban amorphe SA1 et la tôle Fe-Si à GO de référence Powercore H 105-30.

Cette mesure de séparation des pertes nous montre qu'à 50 Hz dans le cas des amorphes, les pertes quasi-statiques (ou hystérésis) sont majoritaires.

Avec la courbe **a)** de la **Figure 16**, on peut déduire la constante k_0 , respectivement liée aux pertes par hystérésis. Le coefficient k_1 est déduit à partir de la formule suivante [12]:

$$k_1 = \frac{\pi^2}{6} \cdot \sigma \cdot e^2$$

avec $\sigma = 1/\rho$

$e = 23 \mu\text{m}$ (amorphe)

et $300 \mu\text{m}$ (Fe-Si GO)

$$\text{Amorphe : } k_1 = \frac{\pi^2 \cdot 23^2 \cdot 10^{-12}}{6 \cdot 130 \cdot 10^{-8}} = 6,7 \cdot 10^{-4} \text{ m.s.H}^{-1}$$

$$\text{Tôle Fe-Si : } k_1 = \frac{\pi^2 \cdot 300^2 \cdot 10^{-12}}{6 \cdot 48 \cdot 10^{-8}} = 0,31 \text{ m.s.H}^{-1}$$

Pour calculer k_0 , on se positionne aux fréquences basses. On trouve, d'après la courbe **a)**, $W = 0,28f + 22,85$. Comme on est aux fréquences basses, le terme dépendant peut être négligé devant l'ordonnée à l'origine donc k_0B^2 vaut 22,85 d'où $k_0 = 13,52 \text{ m.H}^{-1}$.

On procède de la même façon pour la tôle à GO.

SA1	Fe-Si
$k_0 = 13,52 \text{ m.H}^{-1}$	$k_0 = 13,14 \text{ m.H}^{-1}$
$k_1 = 6,7 \cdot 10^{-4} \text{ m.s.H}^{-1}$	$k_1 = 0,31 \text{ m.s.H}^{-1}$

Dans le cas des amorphes, m vaut 0,5 [18] et 0,7 pour les tôles Fe-Si à GO [19]. Afin de vérifier ces valeurs, les pertes supplémentaires seront tracées en fonction de $f^{0,5}$ pour les amorphes et $f^{0,7}$ pour les tôles à GO (**Figure 17**).

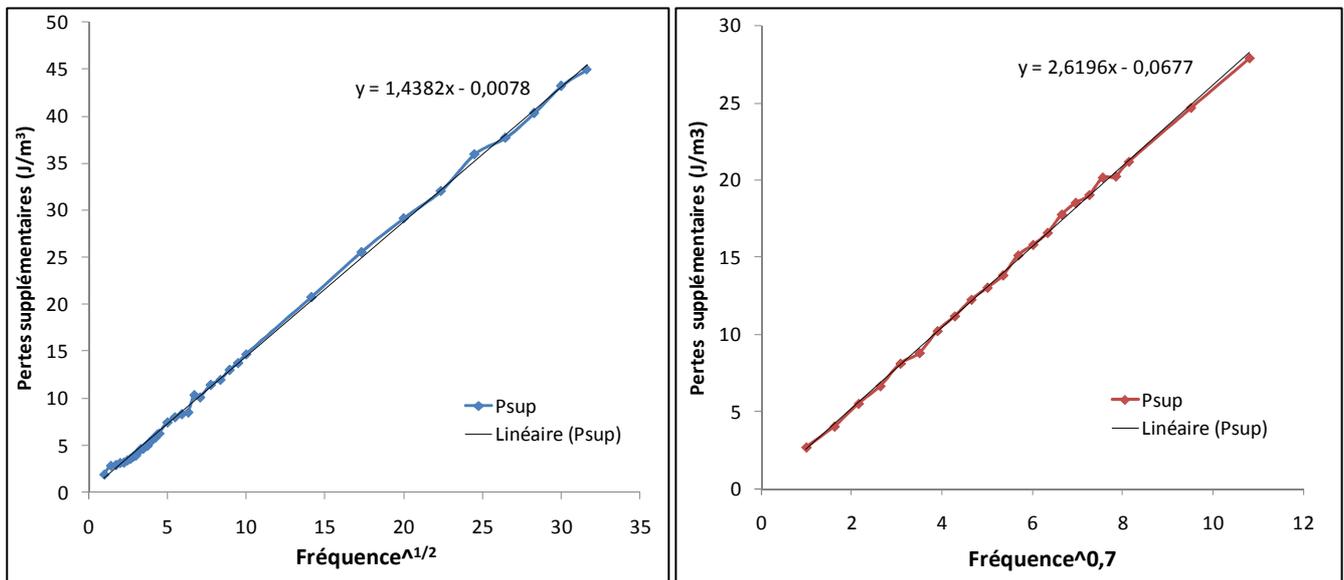


Figure 17 – Pertes supplémentaires à 1,3 T de : a) SA1 et b) Fe-Si à GO

On observe que les pertes supplémentaires sont linéaires en fonction de $f^{0,5}$ pour les amorphes et $f^{0,7}$ pour les tôles Fe-Si. Ces courbes confirment le coefficient n des différents matériaux magnétiques.

La pente de ces droites correspond à k_2B^{1+m} . Le coefficient m étant connu, k_2 peut être facilement calculé :

Amorphe : $k_2B^{3/2} = 1,4382 \iff k_2 = 1,4382/1,3^{3/2} = 0,97$

Tôle Fe-Si : $k_2B^{1,7} = 2,6196 \iff k_2 = 2,6196/1,3^{1,7} = 1,68$

Maintenant les pertes totales des différents matériaux seront tracées avec les coefficients calculés :

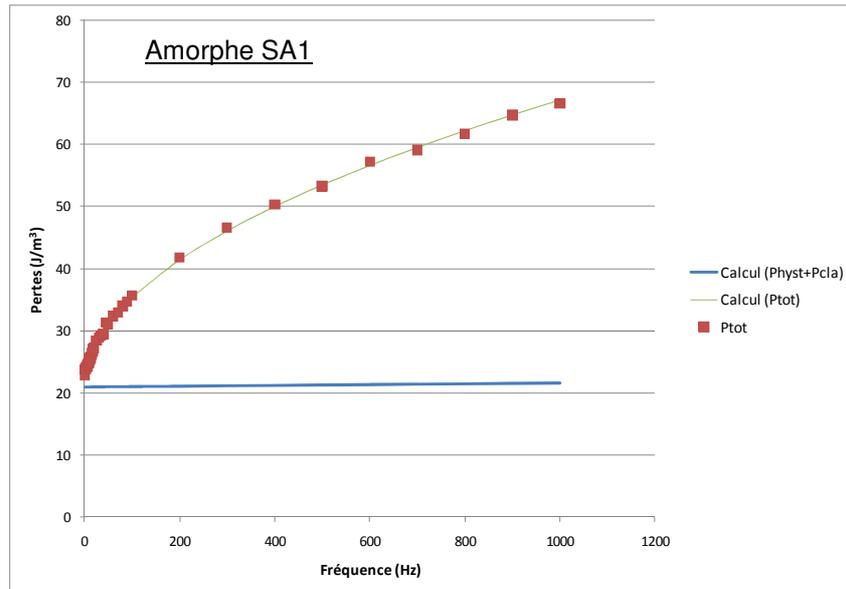


Figure 18 – Pertes totales à 1,3 T de SA1

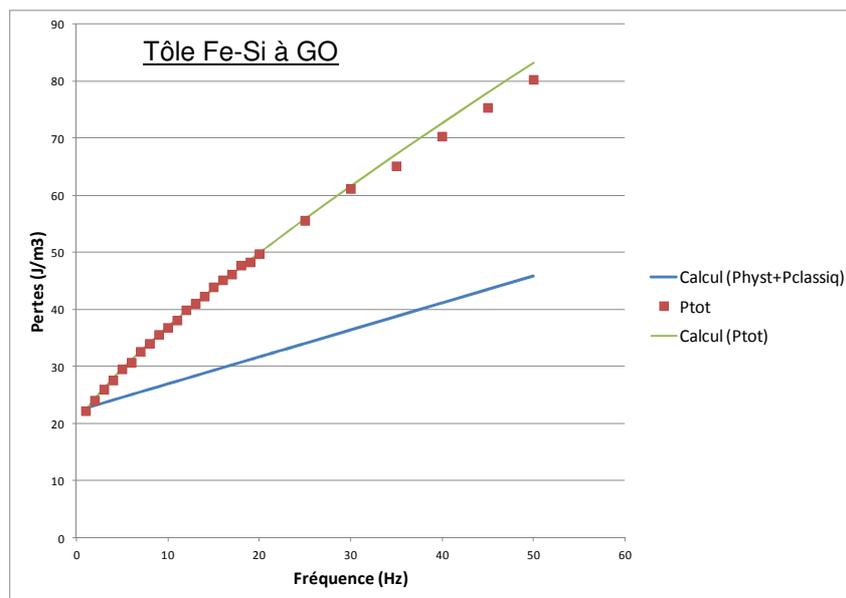


Figure 19 – Pertes totales à 1,3 T de tôle Fe-Si à GO

On remarque que les pertes classiques (courants de Foucault) du matériau Fe-Si sont plus grandes que celles des amorphes. On pourrait supposer qu'il n'y a quasiment pas de pertes par courants de Foucault dans les matériaux amorphes, en raison de leur épaisseur (23 μm).

On constate que les droites tracées avec les constantes k_0 , k_1 et k_2 concordent avec les courbes de pertes. Ceci confirme la validité des coefficients calculés à 1,3 T et montrent qu'avec ces constantes, les pertes totales peuvent être calculées approximativement à n'importe quelle induction et fréquence (<1 kHz).

1.5.2 L'intérêt des amorphes Fe-Si-B

Les alliages à base fer trouvent leur principale application dans les noyaux de transformateurs de distribution grâce à leur forte induction B_s et un niveau de pertes à vide faible. Dans la suite, on s'intéressera seulement aux alliages à base de fer.

La structure chimique de la phase amorphe présente un certain nombre d'avantages prometteurs quant à l'utilisation de ces matériaux dans les noyaux magnétiques de transformateurs :

- **Isotropie** : l'absence d'ordre cristallin leur permet de posséder une perméabilité élevée (10^5). Du fait que ces matériaux sont isotropes, il est plus facile d'induire une direction de facile aimantation par des traitements appropriés ;
- **Structure désordonnée** : les positions aléatoires des atomes offrent une meilleure résistivité aux amorphes ($130 \mu\Omega.cm$) ;
- **Configuration sans défauts** : meilleure résistance à la corrosion et champ coercitif faible.

Les investissements pour la production de transformateurs à base d'alliages amorphes ont été effectués à partir de 1978 sous l'impulsion de Electric Power Research Institute (EPRI). Les premiers matériaux amorphes ont été développés aux Etats-Unis et au Japon dans les années 80 sous forme de noyaux enroulés. Ils ont été conçus pour équiper les petits transformateurs MT/BT (10-100 kVA), disposés au niveau de chaque domicile. Avec un courant d'excitation faible, un transformateur avec des rubans amorphes présentent des pertes magnétiques trois fois inférieures à celles de transformateurs de même puissance fabriqués avec des tôles conventionnelles Fe-Si à GO.

L'intérêt de l'utilisation des matériaux amorphes dans les noyaux magnétiques est la réduction des pertes à vide, constantes dans le temps. Sur la **Figure 1**, les pertes à vide représentent une part importante des pertes totales sur le réseau de ERDF.

L'emploi des matériaux amorphes agit sur les trois composantes des pertes fer. Les pertes par courant de Foucault sont réduites dans les noyaux magnétiques amorphes grâce à une forte résistivité de ces matériaux et une épaisseur plus faible ($23 \mu m$) par rapport aux tôles conventionnelles Fe-Si. De même, les cycles d'hystérésis obtenus avec les amorphes sont bien étroits par rapport à Fe-Si.

A nos jours, la technologie amorphe est assez répandue aux Etats-Unis, au Japon et en Asie dans les applications de noyaux magnétiques. La consommation en électricité des pays émergents comme la Chine et l'Inde a poussé ces nations à s'équiper de transformateurs amorphes de manière à réduire les pertes sur les réseaux en plein développement. Le nombre de transformateurs amorphes dans le monde s'élève à plus de 2,5 millions d'unités. Contrairement aux pays européens, ces pays sont équipés de transformateurs monophasés. En France, le développement des transformateurs amorphes a été empêché par deux facteurs :

- d'une part la nature du réseau de distribution, différente de celle des Etats-Unis. Les premiers transformateurs conçus avec les rubans amorphes ont été plutôt installés au niveau de chaque domicile, alors qu'en France, un transformateur alimente un immeuble ou un ensemble de maisons avec des puissances supérieures à 100 kVA en triphasé ;
- d'autre part les premiers essais conduits par EDF sur les transformateurs amorphes n'ont pas été concluants aux essais de court-circuit.

Comme indiqué précédemment, ERDF s'intéresse à présent sur la technologie amorphe car les directives européennes exigent les pays membres de l'UE à s'équiper de matériels performants comme les transformateurs à haute efficacité énergétique.

Synthèse

- **Alliage amorphe Fe-Si-B : matériau pour noyaux de transformateurs**
 - **Pertes « fer » : indépendantes de la charge, constantes dans le temps**
 - **Pertes par hystérésis : proportionnelles à la surface du cycle d'hystérésis**
- Faible épaisseur des rubans amorphes : diminution des pertes Foucault**
+
Cycle d'hystérésis étroit : réduction des pertes par hystérésis
↓
Réduction des pertes à vide par utilisation des rubans amorphes

1.5.3 Les alliages amorphes dans les noyaux magnétiques

Pour la réalisation des noyaux magnétiques, les alliages à base de fer sont utilisés pour leurs inductions à saturation les plus élevées. En Europe, la majorité des pays utilisent les tôles conventionnelles Fe-Si HiB (0.27-0.30 mm) qui possèdent une haute induction à saturation et un niveau de perte faible (1 W/kg à 1,7 T-50 Hz). De plus, la nouvelle génération des tôles Fe-Si utilisant la technique d'irradiation par laser permet d'optimiser la taille des domaines magnétiques et donc d'obtenir des niveaux de perte encore réduits (0,9 W/kg à 1,7 T-50 Hz).

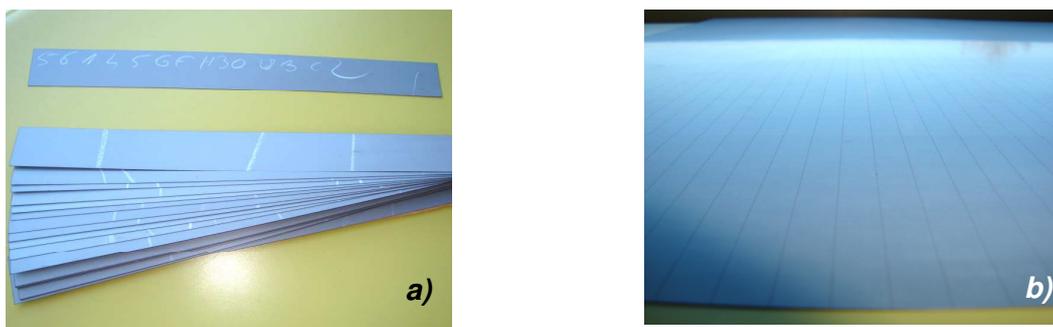


Figure 20 – Aspect visuel des tôles Fe-Si à GO

a) tôle HiB au format Epstein

b) tôle traitée au laser, les traits représentent l'irradiation au laser

De nombreuses compositions d'alliages amorphes ont été testées pour l'application des noyaux magnétiques. Parmi ces formulations, très peu d'alliages trouvent une application dans les transformateurs de distribution.

Pertes tôle à GO (H105-30) = 1 W/kg à 1,7 T-50 Hz
Pertes tôle à GO laser (H095-27) = 0,9 W/kg à 1,7 T-50 Hz

1.5.3.1 Formulation Metglas®2605SA1

Ce type d'alliage est constitué de fer (78% at.), silicium (13% at.) et bore (9% at.). Il est commercialisé sous le nom Metglas®2605SA1 (anciennement 2605-S2) par Hitachi Metglas. Les études sur cette famille d'alliages ont débuté dans les années 1970 pour parvenir à la composition idéale de Metglas®2605SA1 qui est le matériau de base pour les transformateurs amorphes. Les évolutions des pertes à 60 Hz en fonction de l'induction sont données dans la **Figure 21** ci-dessous :

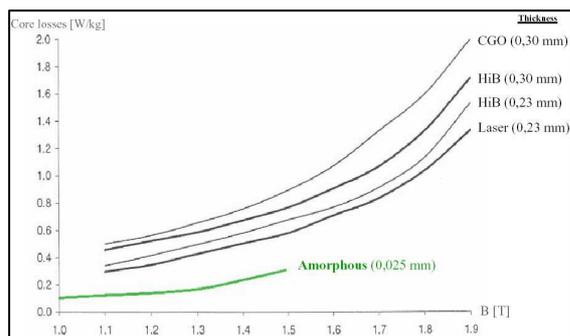


Figure 21 – Comparaison des niveaux de perte à vide de chaque matériau magnétique [3]

En considérant seulement les performances vis-à-vis des pertes à vide, le remplacement des tôles Fe-Si par Metglas®2605SA1 permet de diminuer sensiblement les pertes dissipées dans le circuit magnétique. L'induction maximale obtenue avec ce matériau est de 1,56 T alors que les tôles Fe-Si possèdent une induction à saturation égale à 2 T. Cependant, le matériau amorphe dispose des propriétés physiques et magnétiques intéressantes, comme faible champ coercitif, forte résistivité, par rapport aux tôles à GO (**voir Tableau 2**).

Pertes de Metglas®2605SA1 = 0,3 W/kg à 1,4 T-50 Hz

1.5.3.2 Formulation Metglas®2605HB1

Ce nouvel alliage développé par Hitachi Metglas a franchi la phase de développement et est actuellement commercialisé pour des tests de prototype. Des études récentes montrent que HB1 possède des propriétés prometteuses par rapport à SA1* (**Tableau 2**).

L'induction à saturation traduit la densité de flux magnétique que peut conduire le matériau. L'alliage HB1 possède une induction à saturation de l'ordre de 1,64 T, le fait d'avoir une induction plus élevée que celle de SA1 permet de réduire la taille du circuit magnétique, par conséquent de diminuer de 10% le volume du transformateur.

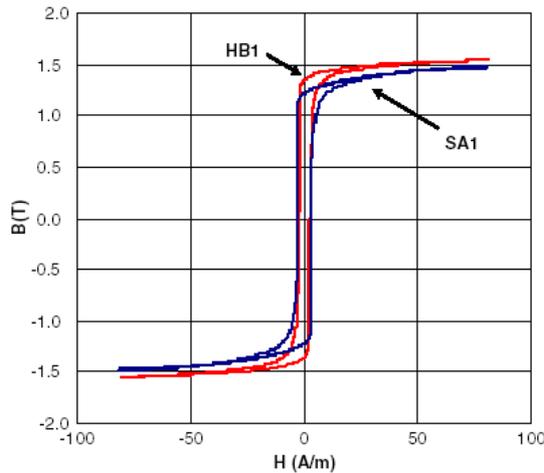


Figure 22 – Courbes B-H des amorphes SA1 et HB1 [20]

De plus, la magnétostriction des rubans amorphes SA1 est élevée, ce qui est partiellement responsable du bruit que provoque le transformateur. Le niveau de bruit généré par un transformateur triphasé utilisant le matériau HB1 est nettement inférieur à celui de SA1. Des études avec un transformateur triphasé 200 kVA ont montré des pertes par hystérésis très inférieures (25%) à celles de SA1 et un abaissement du niveau de bruit de 10 dB à 1,4 T.

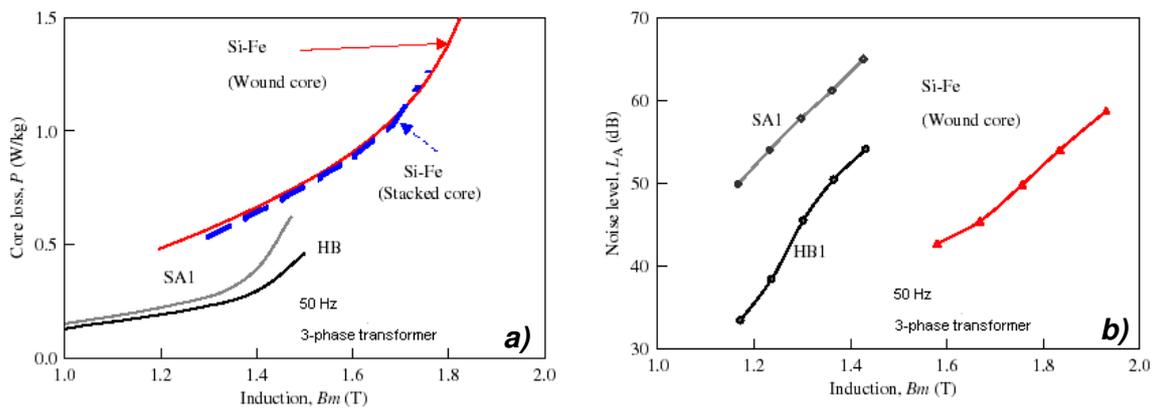


Figure 23 – Comparaison des propriétés entre SA1 et HB1 en fonction de l'induction maximale [21]

a) Niveau de pertes à vide

b) Niveau de bruit des transformateurs

* Les matériaux amorphes Metglas sont brevetés sous les noms Metglas®2605SA1 et Metglas®2605HB1. Pour raison de facilité de lecture, ils seront remplacés par SA1 et HB1 dans la suite.

De ce fait, le nouveau matériau amorphe HB1 surmonte les défis de la technologie amorphe et remplacera vraisemblablement SA1 dans l'avenir.

Pertes de HB1 = 0,27 W/kg à 1,4 T-50 Hz

Ci-après un tableau regroupant les principales caractéristiques des matériaux magnétiques :

Propriétés	Amorphe HB1	Amorphe SA1	Tôle Fe-Si
Masse volumique (kg/m ³)	7370	7180	7650
T° de Curie (°C)	<398	398	745
Résistivité électrique (μΩ.cm)	~120	130	48
Perméabilité max	-	100 000	42 000
Induction de saturation (T)*	1,64	1,56	2,03
Champ coercitif (A/m)*	2	2	5
Pertes (W/kg)	0,27-0,3**	0,3**	0,9 (1,7 T-50 Hz)*

* Données fabricant

** Données Metglas, réalisées sur un transformateur triphasé 200kVA à 1,4 T-50 Hz

Tableau 2 – Propriétés des alliages amorphes SA1 et HB1, et de Fe-Si HiB laser

1.5.4 Problèmes liés à l'utilisation des rubans amorphes

Le matériau SA1 est le seul produit de base des transformateurs de distribution amorphes, sa fiabilité est prouvée dans plus de 2 millions de transformateurs dans le monde entier. Cependant, la construction d'un transformateur amorphe posent un certain nombre de contraintes telles que:

- **La faible ductilité** du matériau amorphe qui est plutôt dur et cassant. Après recuit, ces matériaux deviennent fragiles mécaniquement, ce qui peut conduire à l'effritement des rubans.
- **Le faible facteur de remplissage.** Le matériau amorphe a une très faible épaisseur (25 μm) et une rugosité conduisant à un coefficient de remplissage faible (86%) par rapport à la tôle Fe-Si (96%). De ce fait, à induction égale, un noyau amorphe nécessiterait plus de volume qu'un noyau traditionnel.
- **La faible induction** d'un noyau constitué de rubans amorphes comparé au conventionnel. En réalité, l'addition d'éléments amorphisants (B, Si) s'accompagne d'une diminution de l'induction à saturation B_s . Cet effet est dû en premier lieu aux modifications de l'environnement local des atomes porteurs d'un moment magnétique. Le coude de saturation est atteint aux alentours de 1,4 T pour les rubans amorphes, alors que l'induction à saturation des tôles conventionnelles est de l'ordre

de 1,8 à 2 T. Mais en réalité, la valeur de 2 T n'est pas accessible, il faut fournir un champ très fort pour saturer le matériau conventionnel à 1,8 T. La saturation à 1,4 T des matériaux amorphes conduit à augmenter la taille du circuit magnétique car le flux magnétique Φ est lié à l'induction et à la section du noyau par :

$$\Phi = B.S$$

Donc si B diminue, il faut augmenter S pour maintenir un flux suffisant dans le circuit magnétique.

Cependant, la nouvelle tendance d'utilisation des transformateurs traditionnels est de les faire fonctionner à une induction proche de 1,4 T pour réduire les pertes des tôles Fe-Si et économiser de l'énergie.

- **La tenue mécanique** des noyaux amorphes. Lors des essais de court-circuit, des efforts électrodynamiques importants ont lieu, ils sont sources d'obstacle pour les transformateurs amorphes car ces efforts déforment considérablement la partie active. Les noyaux magnétiques amorphes ne supportent pas la déformation des enroulements pendant les tests de court-circuit. Les noyaux amorphes se desserrent et les rubans se brisent. Les fragments issus de cette dislocation altèrent les propriétés isolantes de l'huile. Le défi des constructeurs consiste à concevoir des noyaux amorphes capables de résister aux essais normalisés de court-circuit.

1.5.5 Evolution des matériaux amorphes

Le matériau de base pour la fabrication des noyaux amorphes est le SA1. Toutefois de nouvelles formulations de matériaux amorphes apparaissent dans le milieu scientifique. Par exemple, des compositions à base de phosphore ont été développées, les pertes à vide descendent à 0,27 W/kg (contre 0,9 W/kg pour Fe-Si et 0,3 W/kg pour SA1). Mais le phosphore n'étant pas stable, il est possible que la pérennité des propriétés s'achève au bout de 1 à 2 ans. De plus, le phosphore est un élément très inflammable.

EPRI a envisagé quelques projets dans le proche avenir avec le nouveau matériau HB1. Voici les trois premières études qui seront prochainement conduites par EPRI [22]:

- le premier projet consiste à récupérer 50 transformateurs amorphes en service depuis 15 ans à travers le monde pour valider la stabilité et les performances des noyaux magnétiques amorphes à long terme ;
- le deuxième projet utilisera le matériau de 3^e génération (HB1) pour en fabriquer des transformateurs et prouver la faisabilité de cette composition dans l'avenir ;

- le dernier a pour vocation de développer HB1 industriellement. Pour cela, les entreprises membres de l'EPRI achèteront les transformateurs amorphes à base de HB1. Cette étape permettra d'inciter les producteurs (Metglas) à investir davantage sur le nouveau produit.

Le produit amorphe proposé aux constructeurs européens est le SA1, alors qu'aux Etats-Unis, le matériau HB1, plus performant que SA1, sera probablement en voie de développement à travers EPRI et ses collaborateurs. Bien que les propriétés de HB1 soient intéressantes, ce produit était destiné à la production industrielle qu'à partir de septembre 2009. La performance du matériau SA1 est prouvée dans plus 2,5 millions de transformateurs amorphes et il est produit en grande échelle par rapport à HB1.

Dans ce chapitre, les matériaux magnétiques susceptibles de remplacer les tôles conventionnelles ont été évoqués. La suite sera consacrée à l'étude des transformateurs amorphes en décrivant les producteurs de matières premières amorphes, leur capacité de production, le concept et la réalisation des transformateurs à noyau amorphe.

1.6. Les transformateurs amorphes

1.6.1 Les producteurs d'amorphes

1.6.1.1 Hitachi Metglas

Les premiers alliages amorphes ont été mis au point en 1960 par Allied Signal (prédécesseur de Honeywell International Inc.) Cette société a été rachetée par Hitachi Metals en 2003, après avoir fait l'acquisition de Metglas (filiale « matériaux amorphes » de Honeywell). Les rubans magnétiques sont produits à l'échelle mondiale par Hitachi Metglas qui détient le quasi monopole mondial.

Voici ci-dessous un dessin illustrant l'élaboration du métal amorphe selon le procédé Metglas :

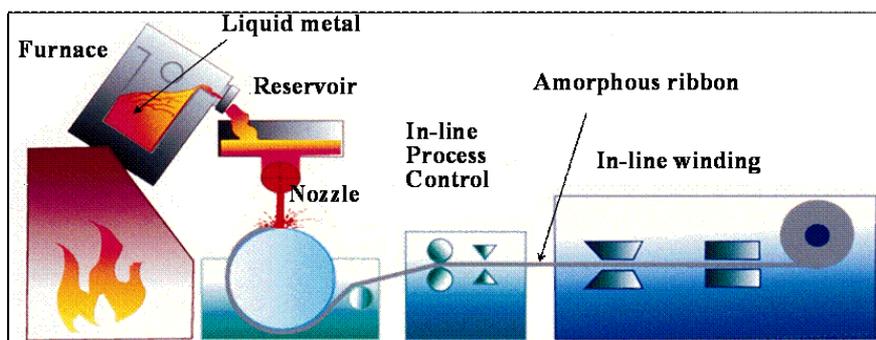


Figure 24 – Procédé de fabrication de rubans amorphes [23]

La fabrication des rubans amorphes est une opération de fonte. Le métal est coulé sur une roue qui le refroidit rapidement pour établir la structure amorphe. Après l'hypertrempe, un système de commande contrôle le processus, c'est à dire, examine la température, l'épaisseur, la qualité des rubans. Après cette opération, le ruban a la forme finie, il est bobiné et ne subit aucun traitement supplémentaire à ce stade d'élaboration.

1.6.1.2 Antai

Antai (Advanced Technology and Materials), fondé en 1998, est une entreprise chinoise basée à Beijing, spécialisée dans la production de matériaux métalliques destinés à diverses applications. Par exemple, Antai produit des matériaux fonctionnels, réfractaires, biomédicaux...

Parmi ces produits, on retrouve le matériau amorphe de base pour les transformateurs sous le nom Antaimo® (équivalent de Metglas® 2605SA1) et les matériaux nanocristallins Antainano® (équivalent de Finemet de Metglas). Le matériau amorphe Antaimo® possède les mêmes propriétés que SA1 sauf que le produit n'a pas la qualité Metglas. D'ailleurs, le matériau amorphe chinois a été testé chez les fabricants chinois et les propriétés ne sont pas stables comme pour SA1.

1.6.2 Capacité de production et prix du matériau amorphe

- Metglas possède actuellement deux unités de production de rubans amorphes, au Japon et aux Etats-Unis à Conway. La capacité de production des matériaux amorphes est suffisante pour répondre aux besoins des constructeurs de transformateurs de puissance inférieure à 2500 kVA [4].
- Antai a produit 10 000 tonnes/an en 2008 et envisage plus de 40 000 tonnes dans l'avenir selon EDF CPC (Chinese Procurement Center). On remarque que la production de Antai reste inférieure devant Metglas qui détient cette technologie et la licence depuis 4 décennies et fournit des rubans de qualité constante.

1.6.3 La partie active

Les rubans amorphes produits par Hitachi Metglas servent de matières premières pour faire les noyaux magnétiques. A cause de leur faible épaisseur, les bandes sont entassées l'une sur l'autre pour en faire une « tôle » épaisse contenant ainsi 50 à 100 feuilles. L'empilement des feuilles se fait sous forme de bobinage, les rubans amorphes sont ensuite déroulés et, sont au fur et à mesure coupés en différentes longueurs.

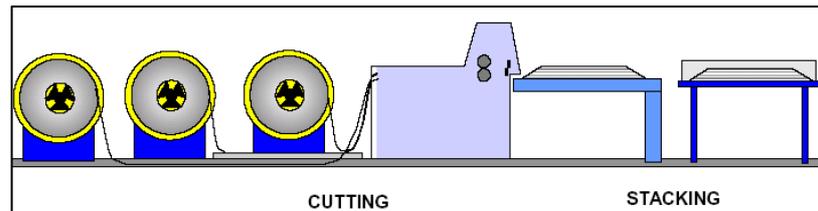


Figure 25 – Réalisation de rouleaux [23]

La « tôle amorphe » est réalisée sous forme de rouleaux qui sont enroulés sur eux-mêmes prenant une forme rectangulaire arrondie dite oblongue. L'ensemble des feuilles est collé avec de la colle silicone sauf au joint où les « tôles » sont entrelacées.



Figure 26 – Préparation d'un noyau magnétique [23]

a) Opération d'entrelacement – b) « Tôles » entrelacées

c) Noyau sécurisé par des plaques – d) Noyau magnétique amorphe prêt

Une fois le produit mis en forme, les noyaux magnétiques amorphes subissent un traitement thermique qui consiste à chauffer l'ensemble dans une enceinte isolée. Durant cette opération, un champ magnétique est appliqué dans le sens longitudinal. Cette opération est appelée le recuit, c'est une étape obligatoire pour l'application de ces matériaux dans les transformateurs de distribution. Ce traitement thermique est important car il conditionne le niveau de perte à vide et le bruit du transformateur.

Le transformateur de distribution classique en Europe est à circuit magnétique empilé, c'est à dire, les tôles Fe-Si sont empilées pour former les trois colonnes et les deux culasses :

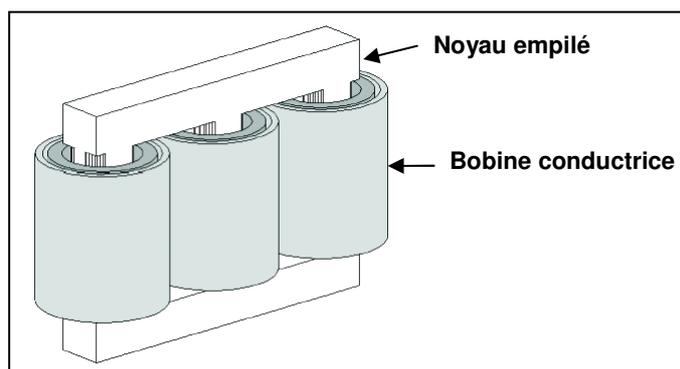


Figure 27 – Transformateur classique à colonnes



Figure 28 – Tôles Fe-Si empilées

Le transformateur amorphe est un transformateur à circuits magnétiques enroulés. Cette conception est appelée « Powercore » et imposée par la forme des noyaux magnétiques car un noyau amorphe empilé n'est pas concevable contrairement aux transformateurs conventionnels. De cette manière, les noyaux magnétiques sont livrés aux constructeurs sous forme de noyaux préformés à la dimension et à la mise en place des bobines.

L'opération de montage de la partie active consiste à positionner les bobines cylindriques entre les noyaux magnétiques. Les enroulements HTA/BT sont bobinés séparément sur cylindres solides. Les rouleaux sont positionnés et ouverts avec précaution. Ensuite les bobines sont insérées entre les noyaux amorphes, puis les noyaux sont fermés avec précaution.

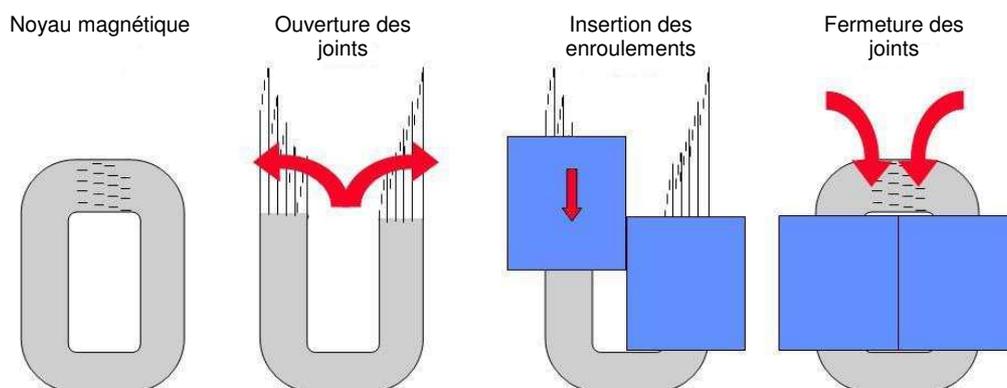


Figure 29 – Assemblage de la partie active [23]

Il est utile de préciser que, durant cette opération, les rouleaux sont généralement en position horizontale, à cause de la fragilité des rubans. Il faut aussi noter que deux modèles de transformateurs amorphes sont possibles : concepts « 5 legs » et Evans.

1.6.3.1 Le modèle « 5 legs »

Pour fabriquer un transformateur triphasé amorphe de concept « 5 legs », il faut à minima quatre noyaux amorphes : deux rouleaux intérieurs de grande taille et deux rouleaux extérieurs de taille réduite pour fermer le circuit magnétique. Les rouleaux sont positionnés pour former un ensemble à 5 colonnes et les enroulements sont montés sur les 3 colonnes centrales uniquement.

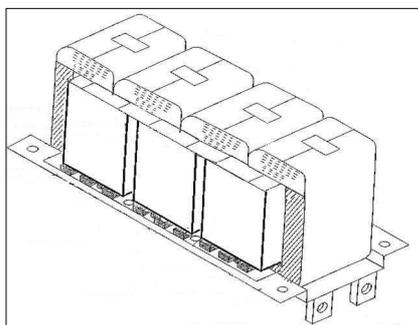


Figure 30 – Concept « 5 legs »

1.6.3.2 Le modèle Evans

Le modèle Evans consiste à utiliser deux rouleaux de même taille et un rouleau de dimension plus grande. Les deux noyaux magnétiques de même taille sont insérés entre les bobines puis le troisième noyau est positionné au-dessus des noyaux déjà en place pour fermer le circuit :



Figure 31 – Concept Evans

Le modèle le plus commercialisé est celui de « 5 legs ». Malgré sa longueur, le modèle « 5 legs » est le mieux adapté aux transformateurs triphasés amorphes car le concept Evans ne se prête pas aux bobines standardisés. La majorité des fabricants proposent des transformateurs amorphes à « 5 legs ». Le modèle Evans est toujours en phase de prototypage car ce concept pose un problème de dimension.

Il faut également préciser que les procédés de préparation de la partie active vus précédemment sont spécifiques aux transformateurs amorphes. La partie active d'un transformateur amorphe est faite avec des enroulements Powercore, contrairement aux transformateurs conventionnels.

Par contre, les opérations de raccordement HTA/BT, l'étuvage, la mise en cuve, le remplissage et le revêtement sont identiques à ceux des transformateurs classiques.

A retenir

- **Capacité de production: Metglas → 100 000 tonnes/an – Antai → 30 000 tonnes/an**
- **Transformateur amorphe : transformateur à circuits magnétiques enroulés**
- **Deux concepts possibles pour un transformateur triphasé : 5 colonnes et Evans**
- **Modèle commercialisé : modèle « 5 colonnes » (5 legs)**

1.7. Les constructeurs de transformateurs amorphes

Dans la réalisation d'un transformateur, il faut distinguer les fabricants de matériaux magnétiques (Thyssen, Metglas...) et le fabricant de transformateurs. Dans le cas des transformateurs amorphes, il faut aussi tenir compte de l'entreprise intermédiaire qui conditionne et fournit les noyaux magnétiques (**Figure 25-26**) aux fabricants à partir des rubans procurés auprès des producteurs d'amorphes (voir **Figure 32**).

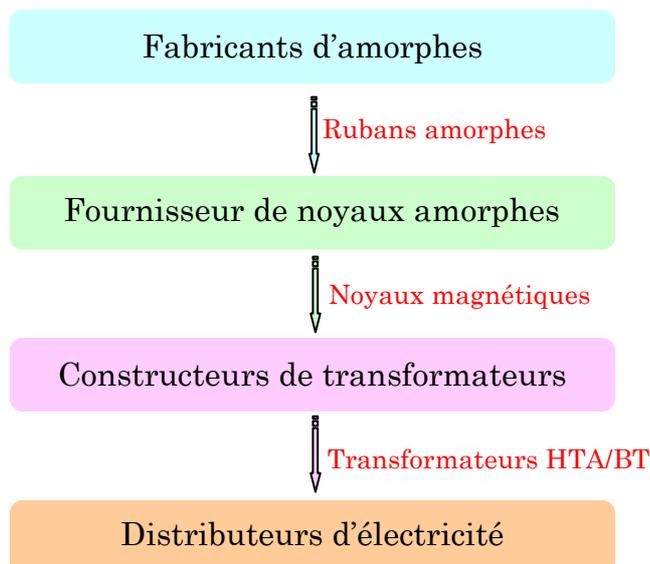


Figure 32 – Chaîne d'approvisionnement

Le seul fabricant de matériaux amorphes capable de répondre aux besoins de ERDF est Metglas. Il détient le quasi monopole mondial et possède en sa faveur une technologie amorphe bien maîtrisée. De plus, Metglas dispose de deux usines de production, l'Asie et l'Amérique, qui sont capable de produire au total 100 000 tonnes/an de rubans amorphes principalement pour transformateurs de distribution.

De façon assez marginale, l'évolution de la production de Antai est intéressante (10 000 à 40 000 tonnes/an), elle pourrait capter l'attention des constructeurs si les produits finis sont de bonne qualité et fiables.

Les fournisseurs de noyaux magnétiques amorphes susceptibles de convenir à ERDF sont limités à 2 dans le monde, San Jiang Electric (Taiwan) et LTC (Italie). Les matériaux produits à l'usine Metglas de Conway et de Japon sont expédiés sous forme de bandes enroulées (bobines de 800 kg à 1 tonne) vers la Chine. San Jiang conditionne les rubans pour en faire des noyaux magnétiques en rouleaux puis les envoie chez le fabricant. Le seul inconvénient, pour le fournisseur chinois, est la longue chaîne d'acheminement. Mais il faut préciser que l'Asie est en avance par rapport à l'Europe dans cette technologie et San Jiang est engagé dans cette technique depuis un certain nombre d'années (15 ans) et il est aussi un des partenaires de Metglas. Le marché de San Jiang ne s'arrête pas aux noyaux car il fabrique aussi des transformateurs amorphes. Il est le principal fournisseur de transformateurs amorphes de Taiwan Power Company (TPC).

LTC n'est pas engagé dans le marché de l'amorphe pour l'instant et se positionnera comme fournisseur de noyaux amorphes en Europe dans l'avenir. Cette étape consiste à former les noyaux et à réaliser l'opération de recuit sous champ magnétique pour leur donner les propriétés requises. LTC est un débutant par rapport à la Chine dans le monde de l'amorphe mais dispose de moyens très avancés pour produire les noyaux magnétiques. LTC est un des grands fournisseurs des tôles conventionnelles pour les transformateurs de transport et de distribution. Le fournisseur européen, LTC, possède en sa faveur un emplacement stratégique pour procurer la demande de noyaux magnétiques amorphes des fabricants européens.

Les fabricants de transformateurs amorphes sont de deux types :

- des entreprises qui se procurent en matières premières et conçoivent la partie active puis fabriquent des transformateurs ;
- des entreprises qui s'approvisionnent en noyaux magnétiques puis procèdent à la fabrication des transformateurs.

1.7.1 Constructeurs européens

PARTIE CONFIDENTIELLE

1.7.2 Constructeurs asiatiques

La technologie amorphe est assez bien développée en Asie. On notera que 90% des transformateurs amorphes sont produits dans ce continent. Beaucoup de constructeurs de transformateurs amorphes existent en Asie du fait du marché colossal de l'amorphe en Chine et en Inde. On peut citer par exemple :

- Zhixin qui ne fabrique que des transformateurs amorphes de puissance et de distribution. Il faut préciser qu'en 2007 ce constructeur a déjà été sollicité par ERDF à fournir un transformateur amorphe pour des investigations selon la norme S-27. A la fin des essais, le transformateur n'était plus recevable car les résultats ne satisfaisaient pas la norme indiquée.
- Vijai Electricals qui est l'un des leaders dans la fabrication de transformateurs de puissance et de distribution en Inde. L'entreprise possède 4 sites de production de transformateurs, 2 en Inde et 2 en Amérique du Sud. Il faut préciser que Vijai est aussi un fabricant de transformateurs conventionnels à GO. Le concept de fabrication proposé est celui de « 5 legs ». Bien que les transformateurs triphasés soient inhabituels en Inde, Vijai les fabrique car il possède beaucoup de clients en Europe comme ENDESA et Schneider Electric.
- Cheryong, entreprise coréenne
- QRE, un constructeur chinois

Les avantages du marché asiatique sont les suivants :

- Maîtrise et expérience de la technologie amorphe par rapport aux européens. Aujourd'hui la Chine et l'Inde sont les plus grands consommateurs de transformateurs amorphes.
- Production massive. Zhixin possède 30 lignes de découpage pour fabriquer lui-même les noyaux magnétiques amorphes et peut réaliser 50 000 transformateurs par an. Vijai, lui aussi, réalise ses propres noyaux. En 2007, la production de Vijai en transformateurs amorphes monophasés a atteint 57 000 et 37 000 de triphasés.
- Faible prix d'achat. Le coût de la main d'œuvre en Asie n'est pas équivalente à celle de l'Europe, ce qui conduit à un prix moindre proposé par les asiatiques par rapport aux européens

Les inconvénients de ce marché sont énumérés ci-dessous :

- Essais de court-circuit non satisfaisants. Ces essais ne sont pas conduits de la même manière en Asie et en Europe. D'après les normes CEI, le nombre d'impulsions dans les essais de court-circuit est de 9, alors qu'en Chine seulement 5 impulsions sont tirées et 3 en Inde.
- Qualité des produits. Un faible prix d'achat peut s'accompagner d'une qualité inférieure des produits ou d'une stabilité de la qualité non prouvée.
- Délai d'approvisionnement. Si ERDF s'intéresse au marché asiatique alors il faut tenir compte de la durée d'expédition des produits (≥ 4 semaines) et les taxes (douanes) qui ne sont pas inclus dans le prix d'achat.

1.8. Conclusions

L'Union Européenne invite les distributeurs d'électricité à s'équiper de matériels à haute efficacité énergétique. Les transformateurs de distribution actuels sont considérés comme étant des matériels où les pertes au niveau européen sont importantes (33 TWh/an). La démarche de ERDF de réduire ses pertes s'inscrit en totale cohérence avec les recommandations de l'UE.

Les constructeurs chinois et indiens s'intéressent davantage au marché européen mais le niveau d'exigence en Asie n'est pas identique à celui de l'Europe vis à vis des essais de court-circuit. Les constructeurs européens sont déjà penchés sur le problème de tenue mécanique des noyaux face aux courts-circuits en proposant des modèles et renforts nécessaires pour pouvoir valider leurs produits sous la norme EDF.

Dans le monde entier, le concept retenu pour les transformateurs amorphes est de type « 5 legs ». Ce concept est établi comme étant le concept le mieux réussi. Cependant des études se poursuivent pour parvenir à réaliser des transformateurs avec le concept Evans.

L'utilisation des transformateurs de distribution amorphes en France est pour l'instant limitée du fait des essais non satisfaisants, notamment de court-circuit. L'enjeu des constructeurs est de concevoir des noyaux résistants aux essais de court-circuit, tels que mentionnés dans les spécifications EDF et CEI. La tenue aux courts-circuits est l'enjeu et le défi que doivent franchir cette technologie pour s'implanter et être crédible en Europe.

2. Analyse du cycle de vie (ACV)

2.1. Introduction à l'ACV

2.1.1 Origine de l'ACV

Depuis deux siècles, les émissions de certains gaz polluants liés aux activités humaines ont intensifié le phénomène naturel de l'effet de serre et conduit à un réchauffement de la température moyenne sur terre. Ce phénomène risque d'avoir d'importantes conséquences sur le climat et les écosystèmes de la planète avec de premières manifestations à la fin du 20^e siècle. La prise de conscience de ces problèmes de pollution et de gestion des ressources naturelles rend nécessaire une meilleure connaissance des cycles de vie des produits ainsi qu'une évaluation des impacts sur l'environnement aux différents stades de ces cycles.

Au début des années 90, est apparue la nécessité de mettre en œuvre des approches multi-critères (consommation de matières et d'énergies, émissions dans l'air et dans l'eau, déchets), prenant en compte l'ensemble des étapes du cycle de vie des produits, de leur fabrication à leur élimination finale en passant par leur phase d'utilisation : les écobilans. Par la suite, le développement de la normalisation internationale (famille des normes ISO 14040) a fixé des bases méthodologiques et déontologiques et retenu le terme « Analyse du Cycle de Vie » en lieu d'écobilans [24].

2.1.2 Méthodologie de l'ACV

L'analyse du cycle de vie est un outil d'évaluation des impacts sur l'environnement d'un système comprenant l'ensemble des activités associées à un produit ou à un service, depuis l'extraction des matières premières jusqu'à l'élimination des déchets [25]. Le cadre méthodologique de l'ACV se compose de quatre phases :

- définition des objectifs et du champ de l'étude ;
- inventaire (bilans matière – énergie) ;
- évaluation des impacts ;
- interprétation des résultats.

2.1.2.1 Définition des objectifs

La phase initiale de l'ACV doit indiquer sans ambiguïté l'utilisation envisagée, les raisons conduisant à réaliser l'étude et le public concerné. On qualifie l'ACV de « goal dependant » car le résultat dépend de l'objectif. Selon le cas, l'ACV peut avoir diverses finalités : l'amélioration d'un procédé, la mise en place d'une réglementation, d'une politique

environnementale, la sensibilisation du consommateur, ou la comparaison entre 2 technologies (comme ici) [26]. Ainsi, dès le début de l'étude, les objectifs et l'utilisation des résultats de l'ACV doivent être clairement explicités.

2.1.2.2 Inventaire

La deuxième partie de l'analyse du cycle de vie consiste en l'analyse de l'inventaire du cycle de vie (ICV). L'analyse de l'inventaire est la phase de l'ACV impliquant la compilation et la quantification des entrants et des sortants pour un système donné. Selon [27], les principaux points faibles de l'ACV sont la qualité et la disponibilité des données. La réalisation de ces bilans exige une recherche bibliographique importante, des données les plus fiables possibles et de nombreux contacts avec les industriels.

2.1.2.3 Evaluation des impacts

Cette phase consiste à traduire les flux de matière et d'énergie précédemment recensés en terme d'impacts potentiels sur l'environnement. On peut regrouper ces impacts au sein de deux familles principales :

- Impacts locaux : conséquences toxiques et nuisances telles que le bruit et les odeurs,
- Impacts globaux : effet de serre, dégradation de la couche d'ozone, épuisement des ressources naturelles.

La prise en compte de tous ces éléments permet la réalisation d'un bilan environnemental.

2.1.2.4 Interprétation

Il s'agit de réaliser une synthèse des bilans environnementaux et d'exploiter ces bilans pour répondre au mieux aux objectifs choisis.

2.2. Objectifs et Champ d'étude

L'objectif d'une étude ACV est de comparer différentes alternatives, à savoir scénarii ou (étapes de) systèmes de produits assurant la (les) même(s) fonction(s). L'identification des alternatives à comparer aide à mieux définir les objectifs, les finalités et l'étendue de l'étude de l'ACV.

Dans le cadre de la réduction des pertes à vide, les transformateurs à rubans amorphes sont une bonne alternative à la technologie classique de tôles à GO. L'objectif est d'y associer une étude comparative des impacts environnementaux potentiels de ces deux systèmes de transformation d'énergie électrique, à savoir la technologie amorphe et traditionnelle à GO. L'étude a comme finalité d'informer le Distributeur ERDF sur les enjeux environnementaux générés pour ces systèmes.

La définition du champ d'étude consiste à préciser la (les) fonction(s) et les systèmes de produits à étudier, comprenant les processus liés au produit, service ou procédé considéré, et cela en fonction des objectifs de l'étude. La définition d'une unité fonctionnelle (UF) est nécessaire pour permettre la comparaison des différents systèmes et elle est la référence à laquelle sont rapportées les quantités mentionnées dans l'inventaire (2^e étape de l'ACV). L'UF doit être pertinente avec la finalité de l'étude et préciser une unité de mesure. Par exemple, la fonction « emballage de sodas » peut être remplie par une cannette en aluminium ou en acier. L'UF peut être exprimée sur la base d'un volume de soda contenu (33 cl).

Dans la mesure où l'étude concerne l'ACV de la filière amorphe et classique, l'unité fonctionnelle choisie correspond à une tonne d'alliage ferreux produite pour le noyau magnétique des transformateurs de distribution publique.

Une fois les objectifs de l'ACV identifiés, les frontières du système doivent être fixées. Elles définissent les processus élémentaires qui seront pris en compte dans l'étude. Il est indispensable de préciser le niveau de détail auquel on veut parvenir, en sachant que l'élargissement des frontières de l'étude est souvent coûteux en ressources et en temps et ne donne pas toujours accès à des renseignements significatifs.

L'étape d'élaboration et de production de matériaux magnétiques est une phase importante énergétiquement mais n'est pas l'unique. Il est nécessaire de considérer l'imputation environnementale des autres processus en aval, à savoir le transport de matériaux, l'utilisation de ce produit dans les transformateurs et le recyclage ou la réutilisation.

Compte tenu des éléments ci-dessus, voici les frontières proposées de notre étude :

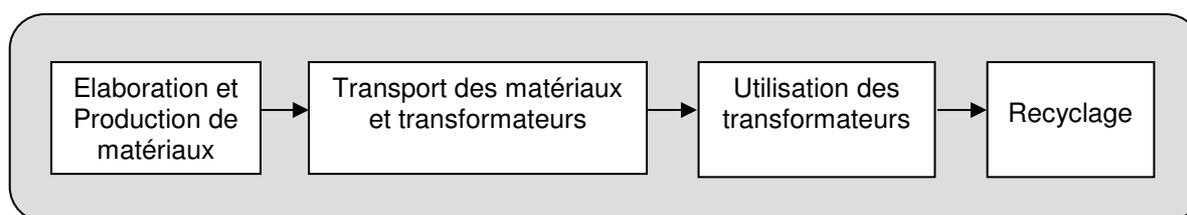


Figure 34 – Frontières des systèmes

2.3. Inventaire des deux systèmes de transformateurs

Par la suite, une étude ACV de deux systèmes concurrents (amorphe et tôles à GO) sera présentée en respectant la méthodologie de l'ACV détaillée dans §2.1.2.

Les objectifs et le champ d'étude ont été précisés au-dessus. L'étape suivante consiste à réaliser l'inventaire pour ces deux systèmes. A partir de ce point, la technologie amorphe s'intitulera « système amorphe » et celle des tôles à GO « système GO ».

L'inventaire proprement dit est un bilan matière-énergie du système de produits. Selon la norme ISO 14041 [28], les étapes opérationnelles de l'inventaire comprennent :

- la description des processus élémentaires ;
- la collecte et le calcul des données.

La description des processus élémentaires considérés implique la préparation de diagrammes de flux des processus et la description détaillée des opérations réalisées dans chaque système, afin de disposer des informations nécessaires à la collecte et au calcul des données.

Les données peuvent être obtenues par calcul, estimation ou par recherche bibliographique, conformément aux exigences de qualité des données.

Une première phase de collecte de données est généralement réalisée lors de la construction du cadre de travail : une recherche bibliographique suffit en principe à identifier les différentes opérations entrant dans le système, depuis l'acquisition des matières premières jusqu'à la fabrication de chaque composant d'un produit.

Une seconde phase nécessite ensuite de grandes quantités de données relatives aux procédés. Les consommations en matières premières et en énergie et les rejets dans l'environnement doivent être quantifiés pour chaque étape du système.

Les processus élémentaires pour ces deux systèmes sont décrits dans la **Figure 32**. Pour chaque système, le schéma des processus est le même mais les opérations à l'intérieur de chaque processus diffèrent. Par exemple, les matériaux amorphes sont produits par hypertrempe alors que les tôles à GO sont coulées en continu sous forme de brames puis subissent de nombreux laminages jusqu'à l'épaisseur souhaitée. Dans la suite, tous les processus de chaque système seront détaillés.

2.3.1 Système amorphe

Pour chaque système, les processus sont au nombre de 4 :

- élaboration et production
- transport
- utilisation
- recyclage

2.3.1.1 Elaboration et production de matières premières

Les matériaux magnétiques utilisés dans la filière amorphe et classique sont principalement des alliages à base de fer. La tôle à GO est composée essentiellement de fer, de même les rubans amorphes. Une tonne de matériaux magnétiques amorphes ou à GO nécessitent principalement le fer.

Trois types d'usines sidérurgiques interviennent lors de l'élaboration du fer (ou acier) :

- Usine classique : les minerais de fer extraits des sites sont transformés en métal primaire, la fonte, par le haut-fourneau. Cette filière représente 55 % de la production mondiale d'acier.
- Mini-usine : les ferrailles sont transformées en métal par fusion à l'aide d'un four électrique. Cette voie représente environ 40 % de la production totale d'acier.
- Mini-usine intégrée : transformation des « substituts de ferrailles », la fonte ou minerais réduits, par réduction directe. Cette filière est estimée à 5 % de la production mondiale d'acier.

La distribution géographique de ces structures de production de l'acier est fort différente d'une région à l'autre, leur consommation énergétique aussi. Donc il est difficile de dire d'où viennent les produits ferreux pour en faire des tôles ou des rubans amorphes.

Afin de simplifier l'étude, une usine sidérurgique intégrée classique, alimentée à 70 % de minerai de fer et 30 % de ferrailles, sera retenue (typiquement, les usines présentes en Chine, Brésil...) Ce type d'usine produit **1546 kg de CO₂** par tonne de produits finis [29].

Cette valeur sera commune pour les deux systèmes.

La préparation de matériaux amorphes nécessite d'atteindre sans cristallisation une température inférieure à la température de transition vitreuse T_g . Ces matériaux sont élaborés industriellement par la technique du « melt spinning » qui consiste à projeter le métal liquide sur une roue en rotation pour réaliser une hypertrempe. Ceci est détaillé dans **§1.3.4.**

L'alliage ferreux 2605 SA1, base du matériau amorphe pour transformateurs, est produit par Hitachi Metglas. Sa formule chimique est $Fe_{78}Si_9B_{13}$ (en at.%). Cette formule convertie en pourcentage massique devient $Fe_{92}Si_5B_3$, c'est à dire, pour couler 1 tonne d'amorphe il faut mélanger 920 kg de fer, 50 kg de silicium et 30 kg de bore.

Le bilan environnemental pour ce procédé sera donné par consommation énergétique nécessaire à produire une tonne d'amorphe par melt spinning. Afin d'être cohérent, toutes les données de la production (amorphe et GO) seront collectées et exposées par leur consommation énergétique pour une meilleure comparaison.

Pour calculer l'énergie nécessaire à produire les amorphes, il faut tenir compte de :

- l'énergie ΔU requise pour fondre les matières premières (Fe, B et Si)
- la chaleur de fusion ΔH de la coulée

ΔU est l'énergie d'apport calorifique de chaque élément constitutif de l'amorphe pour fondre l'alliage mère. En fait, les matières premières sont à l'état brut (poudre ou métal). Pour faire un mélange liquide et réaliser la coulée, il faut porter en température les éléments au-delà de leur point de fusion. L'élément Bore possède la température de fusion la plus élevée (2365 K) par rapport à Fe (1808 K) et Si (1683 K). Donc l'alliage mère aura une température proche de 2300 K. Pour calculer cette énergie, il faut tenir compte de la capacité calorifique de chaque composé. Ainsi, la formule générale permettant de calculer l'énergie interne d'un système quand la température varie est :

$$\Delta U = m \times C_p \times \Delta T$$

avec m , la masse (en kg)

C_p , la capacité calorifique (en $J.K^{-1}.kg^{-1}$)

ΔT , variation de température par rapport à T_{amb} (en K)

Voici les données de chaque élément :

	Fe	B	Si
Masse (kg)	920	30	50
C_p ($J.K^{-1}.kg^{-1}$)	449	1026	712

L'énergie nécessaire pour porter en température les éléments est :

$$\Delta U_{tot} = (m_{Fe} \times C_{pFe} + m_B \times C_{pB} + m_{Si} \times C_{pSi}) \times (T_{alliage} - T_{amb})$$

$$\leftrightarrow (920 \times 449 + 30 \times 1026 + 50 \times 712) \times (2300 - 298)$$

$$\leftrightarrow (413080 + 30780 + 35600) \times 2002 = 479460 \times 2002 = \mathbf{0,96 \text{ GJ}}$$
 pour une tonne de SA1

La chaleur de fusion est l'énergie dépensée pendant la coulée lorsque l'alliage liquide se solidifie rapidement en une fine couche amorphe. Pour déterminer cette énergie, il faut additionner la chaleur de fusion de chaque élément (Fe, B et Si) en affectant leur masse respective.

	Fe	B	Si
ΔH (kJ/mol)	13,81	50,2	50,55
ΔH (J/kg)	$247 \cdot 10^3$	$4564 \cdot 10^3$	$1805 \cdot 10^3$

← Masse molaire

$$\Delta H_{\text{tot}} = (247 \times 920 + 4564 \times 30 + 1805 \times 50) \cdot 10^3$$

$$\leftrightarrow (227,24 + 136,92 + 90,25) \cdot 10^6 = 455 \cdot 10^6 = \mathbf{0,455 \text{ GJ}}$$
 pour une tonne de SA1

En ajoutant les deux valeurs, on trouve 1,4 GJ. Il faut aussi tenir compte de l'énergie dissipée lors de la montée en température pour fondre les éléments et lors de la coulée. L'hypertrempe ne se produit pas dans des conditions adiabatiques (i.e., pas d'échange thermique) donc il faut ajouter la quantité de chaleur dissipée. Par estimation, cette grandeur vaut l'équivalent de $(\Delta U_{\text{tot}} + \Delta H_{\text{tot}})$, c'est à dire, 1,4 GJ. Au total, il faut 2,8 GJ pour produire une tonne d'amorphe.

Cette énergie constitue les dépenses énergétiques lors de la coulée, or elle ne correspond pas exactement à l'énergie nécessaire pour produire une tonne d'amorphe car pendant la coulée d'autres opérations sont à considérer. Par exemple, la roue est refroidie constamment pendant l'élaboration car l'alliage mère se trouve à une température proche de 2300 K. Donc il faut évacuer l'équivalent de $(\Delta U_{\text{tot}} + \Delta H_{\text{tot}})$ pour refroidir la roue, c'est à dire, 1,4 GJ. Par estimation, on pourrait arrondir l'énergie supplémentaire des autres opérations à 1 GJ.

Donc par calcul et estimation, l'énergie dépensée pour produire une tonne d'amorphe est d'environ **5 GJ**.

2.3.1.2 Transport de matières premières et matériels

Dans cette partie, les trajets effectués par les matériaux et matériels seront évalués. La distance parcourue sera convertie dans la suite en impact environnemental dû aux émissions de gaz à effet de serre, principalement le CO₂.

Le seul fabricant de matières amorphes capable de répondre aux besoins de l'Europe est Metglas. Les rubans amorphes produits par Hitachi Metglas servent de matières premières pour faire les noyaux magnétiques. Metglas est seulement le fournisseur de matériaux amorphes sous forme de rubans. Une entreprise intermédiaire conditionne et fournit les noyaux magnétiques aux fabricants de transformateurs. Nous avons choisi un scénario où San Jiang et ABB interviennent. Le schéma d'approvisionnement de la filière amorphe est comme suit :

- 1 L'usine de production sollicitée pour fournir les rubans amorphes en Europe est celle de Conway.
- 2 Les rubans amorphes produits sont expédiés vers la Chine (Taiwan) pour en faire des noyaux magnétiques.
- 3 Les transformateurs amorphes sont fabriqués en Turquie à partir des noyaux conçus de Chine puis envoyés en France pour l'exploitation.



Figure 35 – Chaîne d'approvisionnement actuel de la filière amorphe

Les trajets USA-Taiwan et Taiwan-Turquie doivent se faire principalement par bateau et le parcours vers la France par camion. Il est bien montré ci-dessus, à travers la carte mondiale, que les transformateurs amorphes sont fabriqués à partir d'un long acheminement d'approvisionnement d'où la nécessité d'évaluer cette distance en impact environnemental.

Voici la liste des trajets avec leur distance respective :

- Metglas USA → San Jiang = 18 000 km en bateau
- San Jiang → ABB = 12 000 km en bateau
- ABB → ERDF = 3000 km en camion

Au total, les matériaux amorphes parcourent 30 000 km en bateau et 3000 km par route avant même d'être utilisés dans le réseau de distribution.

La conversion de cette distance en émission de CO₂ est faite à l'aide d'une étude réalisée par MEEDDAT (Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer) et l'ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) sur l'évaluation de l'efficacité énergétique et environnementale des différents modes de transport [30].

Dans ce rapport, l'efficacité énergétique correspondant à chaque mode de transport est définie par la masse de CO₂ générée par tonne.kilomètre (t.km) transportée.

Les rubans et noyaux amorphes sont transportés par porte-conteneurs et les transformateurs par poids-lourd. Voici l'efficacité énergétique de chaque moyen de transport :

- Porte-conteneur : 8,3 g de CO₂/t.km
- Camion : 104,5 g de CO₂/t.km

Ces valeurs paraissent, peut-être, moins élevées par rapport à celles qu'on rencontre dans les médias mais il faut noter que ces valeurs sont ramenées à la tonne de marchandises transportées d'où des valeurs diminuées.

En multipliant les chiffres écologiques avec la distance parcourue, la quantité de CO₂ émise pour chaque transport est déterminée :

Porte-conteneur : $30\,000 \times 8,3 = 249\,000$ g de CO₂/t

Camion : $3000 \times 104,5 = 313\,500$ g de CO₂/t

Au final, les matériaux et matériels amorphes produisent **562 kg de CO₂** par tonne seulement dû à leur transport.

Remarque : Pour le moment, les rubans et noyaux magnétiques amorphes sont livrés après un long parcours d'acheminement. Ceci est dû au fait qu'aucun fournisseur de noyaux est présent en Europe. La partie active de la technologie amorphe ne se conçoit pas de la même façon qu'un conventionnel d'où l'intervention d'un fournisseur non européen (San Jiang).

Dans l'hypothèse où un fournisseur européen concevrait des noyaux amorphes, le trajet serait très réduit, ainsi que l'émission de CO₂. D'après les informations recueillies lors des rencontres professionnelles, il est probable qu'un fournisseur européen s'installe dans le marché de l'amorphe pour produire des noyaux amorphes.

Un autre fabricant (General Electric) serait intéressé par ce marché en Europe. GE serait en mesure de produire des noyaux et transformateurs amorphes en provenance du Mexique. Le poids environnemental (émission de CO₂ dans le transport) de ces différents scénarios sera évalué dans une autre partie de cette note.

2.3.1.3 Utilisation des transformateurs amorphes

Cette partie est consacrée à évaluer l'impact environnemental d'un transformateur (amorphe ou conventionnel) tout au long de son utilisation jusqu'à sa fin de vie (30 ans). En évoquant l'efficacité énergétique d'un transformateur, les pertes sont à considérer en premier lieu car celles-ci représentent une part d'énergie conséquente. Les pertes comportent deux composantes : les pertes en charge et les pertes à vide.

Les pertes en charge (P_k) sont fonction de la puissance délivrée par le transformateur. Les pertes à vide (souvent appelée « perte fer ») représente une part élevée des pertes totales car elles sont présentes dès lors que le transformateur est sous tension. Les pertes à vide (P_0) sont indépendantes de la charge. Elles sont générées par le noyau magnétique et constantes tout au long de la vie de l'appareil.

Comme la comparaison de l'ACV concerne les différents noyaux magnétiques (amorphe et tôle GO), il est judicieux d'évaluer les pertes à vide engendrées par chaque système afin de les comparer. Les pertes en charge de ces deux systèmes sont identiques car la comparaison est faite avec un transformateur amorphe $A_0/2-C_k$ et un transformateur conventionnel C_0C_k donc qu'il soit amorphe ou classique, le transformateur est chargé de la même façon.

Donc les pertes à vide engendrées dans un transformateur de distribution sont l'indicateur d'efficacité. Elles seront calculées, par la suite, pour un transformateur amorphe **$A_0/2C_k$** (**Bruit B_0**) de puissance **250 kVA**.

Le cumul des pertes à vide pendant 30 ans sera calculé à partir d'un transformateur amorphe prototype. Voici les données constructeur :

- Pertes à vide garanties : 110 W
- Masse du noyau magnétique : 604 kg
- Induction : 1,18 T

Pertes à vide totales = $110 \times (24 \times 365) \times 30 = 28\ 908\ \text{kWh}$

Un transformateur amorphe génère 28 908 kWh de pertes uniquement dues à son noyau magnétique pendant son fonctionnement dans le réseau. Cette valeur sera convertie en impact environnemental (CO₂ équivalent) ultérieurement.

2.3.1.4 Recyclage

Les matériaux amorphes peuvent être facilement recyclés comme matières premières pour en refaire des rubans amorphes. Ce traitement délicat est effectué par le sidérurgiste Metglas. Voici le schéma fourni par Metglas pour le recyclage des matériaux amorphes :

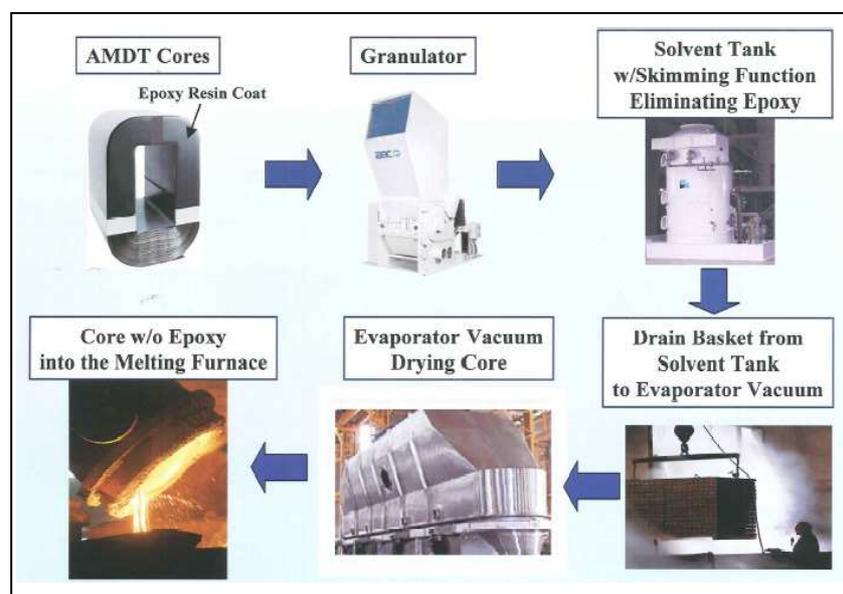


Figure 36 – Recyclage des matériaux amorphes

- Broyage : le fractionnement des noyaux amorphes est réalisé à l'aide d'un broyeur-déchiqueteur qui est un système rotatif avec des ciseaux.
- Le produit broyé est ensuite mis dans un réservoir contenant un solvant. Ceci permet de séparer la ferraille de la colle époxy. Puis les débris (métaux) sont filtrés dans le solvant.

- Les particules de métaux sont enfin séchées sous vide. Elles sont fondues pour ajuster la composition de l'alliage puis serviront de matières premières pour la coulée continue.

Les noyaux amorphes sont recyclés de cette façon par Metglas. Cette entreprise demande aux distributeurs de renvoyer leurs produits en fin de vie pour recycler car ce matériau, étant un produit de qualité, contient du bore, cuivre, nickel.

Un broyeur de recyclage nécessite en moyenne une énergie de 100 à 150 kWh/t, ce qui fait une consommation de 360 à 540 MJ/t (1 kWh = 3,6 MJ en énergie primaire [29]).

L'énergie de fusion vaut 1 GJ, de même que la chaleur dissipée. Pour les autres opérations, la consommation ne peut être déterminée par manque de données mais il est certain qu'elle est inférieure à 500 MJ. Donc pour recycler 1 tonne d'amorphe, il faut une énergie de **3 GJ**.

Système amorphe

Elaboration :	1546 kg de CO ₂
Production :	5 GJ
Transport :	562 kg de CO ₂
Utilisation :	28 908 kWh (30 ans)
Recyclage :	3 GJ

2.3.2 Système GO

2.3.2.1 Elaboration et production de matières premières

La production de tôles GO est complètement différente de celle des amorphes. Les tôles à GO sont coulées en continu sous forme de brames puis subissent des laminages et recuits successifs. Les matériaux de base pour la fabrication des tôles à GO Powercore[®] sont élaborés par Thyssen Krupp Steel, principal fournisseur en France. Il existe une gamme complète de tôles à GO suivant l'épaisseur et la performance magnétique. La gamme s'étend de la tôle conventionnelle de haute qualité Powercore[®] C d'épaisseur 0,35 mm à la très performante tôle à haute perméabilité (HiB) Powercore[®] H d'épaisseur 0,23 mm avec affinement des domaines.

Tableau 3 donne les processus de fabrication des tôles à GO classiques et à haute perméabilité.

Tôle conventionnelle	Tôle à haute perméabilité
Élaboration (Si = 3,2 %, C = 0,03 %)	Élaboration (avec traitement sous vide) (Si = 3 %, C = 0,07 %)
Laminage à chaud à 2 mm, après réchauffage à 1 350 °C	Laminage à chaud à 2 mm, après réchauffage à 1 400 °C
Recuit de normalisation	Recuit de normalisation
Laminage à froid (réduction 60 %)	Laminage à froid (réduction 85 %)
Recuit à 900 °C	
Laminage à froid (réduction 50 %)	
Décarburation (N ₂ + H ₂ humide) à 800 °C	Décarburation (N ₂ + H ₂ humide) à 800 °C
Enduction de MgO et recuit à 1 170 °C sous H ₂	Enduction de MgO et recuit à 1 170 °C sous H ₂
Planage + traitement du revêtement	Planage + traitement du revêtement

Tableau 3 – Processus de fabrication des tôles à GO [31]

La méthode de fabrication de tôles HiB est une amélioration de la technique conventionnelle avec généralement l'emploi conjugué d'une étape d'élaboration sous vide, d'un deuxième inhibiteur de recristallisation, d'un taux d'écroissage à froid plus élevé et l'emploi d'un revêtement spécifique.

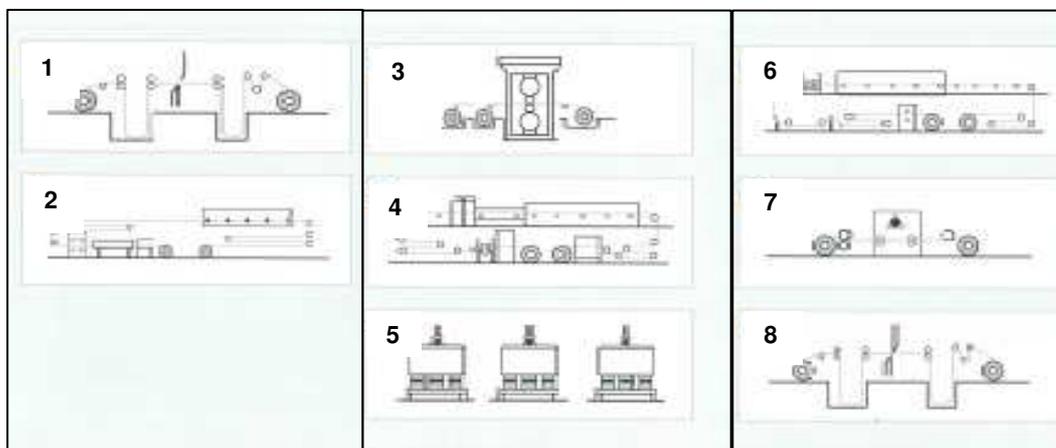


Figure 37 – Schéma de fabrication industrielle des tôles HiB

Voici le détail des différentes étapes de cette production [32-33]:

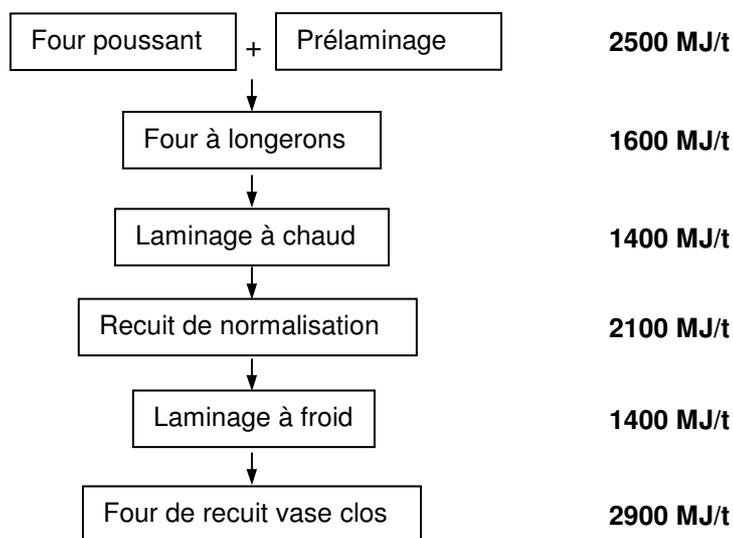
- 1- Laminage à chaud : l'acier à GO est coulé en continu sous forme de brames qui sont ensuite laminées à chaud sur le train à bandes. Les brames sont réchauffées à haute température, entre 1350 et 1400 °C. Le grossissement excessif des grains pendant le réchauffage des brames peut se traduire par l'existence, dans le produit à l'état laminé à chaud, de gros grains allongés. Un pré-laminage à chaud

(1230°C), avec un taux de réduction d'épaisseur d'environ 25%, constitue une méthode de prévention du grossissement exagéré des grains. La bobine obtenue par laminage à chaud possède une épaisseur proche de 2 mm pour une épaisseur initiale de brame supérieure à 150 mm.

- 2- Ligne de recuit et décapage : la tôle est recuite pour parfaire la distribution des inhibiteurs de recristallisation. La surface est décapée afin d'obtenir une bande propre et sans oxyde.
- 3- Laminoir à froid : la bande est laminée à l'épaisseur finale dans un laminoir à froid en une seule étape.
- 4- Ligne de décarburation, prérevêtement : la teneur en carbone de la bande est réduite par décarburation afin d'éviter le vieillissement. Une fine couche d'oxyde se développe simultanément à la surface. Enfin, la bande est enduite d'une couche d'oxyde de magnésium. Ce prérevêtement évite le collage des spires au cours du recuit à haute température.
- 5- Recuit à haute température : durant ce recuit sous atmosphère protectrice, on obtient une nouvelle recristallisation avec une orientation optimale des grains (texture de Goss).
- 6- Ligne de revêtement final et planage : la tôle est enduite d'un revêtement isolant et subit un planage à chaud.
- 7- Ligne de traitement laser : une irradiation par un faisceau laser perpendiculaire au sens du laminage réduit la taille des domaines magnétiques afin de diminuer les pertes. Ce traitement de la tôle finie ne se pratique que sur les nuances les plus nobles. Une méthode plus conventionnelle pour réduire les pertes consiste à réduire l'épaisseur. Cette opération d'apparence simple est en réalité très délicate car il faut conserver la qualité de la texture.
- 8- Ligne de refendage : la tôle est refendue dans une largeur finale d'utilisation et les rouleaux sont mis aux dimensions spécifiées par les clients.

Les opérations nécessitant plus d'apport d'énergie sont le laminage et le recuit. Pour calculer l'énergie de laminage, beaucoup de paramètres techniques (diamètre des cylindres, vitesse de laminage...) sont requis ainsi que pour le recuit. Donc les énergies d'apport ne seront pas calculées mais citées à partir des recherches bibliographiques. Ces valeurs sont significatives car elles sont mesurées dans des cas réels et identiques à la production des tôles en acier.

Ci-après est représenté un diagramme reportant les opérations successives dans la préparation des tôles GO avec leur consommation énergétique par tonne d'acier :



Les consommations énergétiques des fours et laminoirs ont été calculées par des experts à travers des études menées au sein de l'entreprise Arcelor Mittal [26, 34, 35]. Il faut préciser que ces valeurs ne représentent pas la consommation exacte en Joule par tonne d'acier mais elles indiquent un ordre de grandeur. De plus, ces chiffres ont été retrouvés dans la littérature scientifique à travers d'autres études [36-38].

Au total, pour produire une tonne de tôle à GO, il faut 12 GJ d'énergie primaire. Il faut doubler cette valeur, comme pour l'amorphe, pour prendre en compte l'énergie dissipée pendant les opérations mentionnées ci-dessus, c'est à dire, 24 GJ.

Cette somme ne tient pas compte des opérations auxiliaires comme refroidissement des cylindres et des tôles, planage à chaud, découpage, bobinage... Par manque de données, leur consommation ne peut être calculée. Par estimation, on pourrait évaluer cette énergie supplémentaire à 3 GJ/t.

L'énergie dépensée pour produire une tonne d'acier à GO est d'environ **27 GJ**.

2.3.2.2 Transport de matières premières et matériels

Contrairement aux amorphes, la technologie GO possède une chaîne d'approvisionnement très courte. Les matières premières, les noyaux et les transformateurs sont fabriqués en Europe. Voici le détail des trajets concernant le système GO :

- 1- Les brames sont préparées dans l'usine de Duisburg en Allemagne. Par laminage et recuits, les brames sont transformées en tôle à 2 mm d'épaisseur puis envoyées en péniche en France.
- 2- L'usine de Thyssen à Isbergues reçoit les bobines puis les transforme en tôle magnétique finie. Celles-ci seront expédiées chez les clients comme AREVA, France Transfo, Transfix... Ces derniers conçoivent les transformateurs conventionnels à 3 colonnes avec des tôles empilées.
- 3- Une fois que les transformateurs sont fabriqués, ils sont envoyés vers le Distributeur.



Figure 38 – Transport des tôles à GO semi-finies vers Isbergues

Voici la liste des trajets avec leur distance respective (AREVA a été choisi comme fabricant de façon arbitraire) :

- Duisburg → Usine d'Isbergues = 440 km en péniche
- Isbergues → Petit-Quevilly (AREVA) = 210 km en camion
- AREVA → ERDF (Paris) = 130 km en camion

Au total, les tôles à GO parcourent 440 km en péniche et 340 km en camion pour ce cas de figure. Il est évident que le schéma d'approvisionnement sera modifié si le mode de transport ou le fabricant diffère de celui-ci.

Ci-dessous, l'efficacité énergétique de chaque transport :

- Barge fluviale : 37 g de CO₂/t.km
- Poids-lourd : 104,5 g de CO₂/t.km

La quantité de CO₂ émise pour chaque transport est :

Barge fluviale : $37 \times 440 = 16,28$ kg de CO₂/t

Poids-lourd : $104,5 \times 340 = 35,53$ kg de CO₂/t

Au final, les matériaux classiques produisent **52 kg de CO₂** par tonne de marchandise transportée.

Cette valeur d'efficacité énergétique propre aux tôles à GO est nettement inférieure à celle des amorphes (562 kg de CO₂). Ceci est dû par le fait que les acteurs de la technologie conventionnelle sont concentrés en Europe alors que ceux des amorphes sont implantés un peu partout dans le monde car la technologie amorphe est nouvelle en Europe.

2.3.2.3 Utilisation des transformateurs conventionnels

Comme évoqué précédemment (§2.3.1.3), cette partie est consacrée à déterminer l'impact environnemental d'un transformateur conventionnel en exploitation pendant 30 ans. Les pertes à vide sont l'indicateur d'efficacité. Dans la suite, elles sont calculées pour un transformateur conventionnel C₀C_k de puissance 250 kVA.

Le cumul des pertes à vide pendant 30 ans est calculé à partir d'un transformateur classique:

Voici les données constructeur :

- Pertes à vide garanties : 425 W
- Masse du noyau magnétique : 420 kg
- Induction : 1,53 T

Pertes à vide totales = $425 \times (24 \times 365) \times 30 = 111\ 690$ kWh

Un transformateur classique C₀C_k génère 111 690 kWh de pertes uniquement dues à son noyau magnétique pendant son fonctionnement dans le réseau (30 ans).

2.3.2.4 Recyclage

La pratique du recyclage des déchets ferreux a permis de développer une filière secondaire de production d'acier, basée sur la fusion de ferrailles dans un four à arc, moins coûteuse en énergie que la filière primaire (**Figure 39**). Le recyclage des produits ferreux est favorisé par leur composition chimique simple qui rend leur fusion aisée.

Les tôles en acier sont recyclées de la façon suivante :

- les tôles des transformateurs sont récupérées puis envoyées dans des centres de déchets ;
- les tôles sont broyées et compactées pour avoir une densité maximale lors de la fusion ;
- les tôles sont expédiées vers les aciéries électriques où les ferrailles sont fondues dans un four électrique à arc ;
- après fusion, le métal liquide suit son processus usuel de transformation (affinage, coulée continue...)

Les opérations consommatrices d'énergie sont le broyage et le four électrique. Il a été montré précédemment pour broyer une tonne de matières, il faut fournir 500 MJ. Quant à la consommation énergétique du four, elle a été calculée dans [29]. Cette énergie vaut environ 4 GJ par tonne de ferrailles. Au total, pour recycler une tonne d'acier il faut fournir **4,5 GJ**.

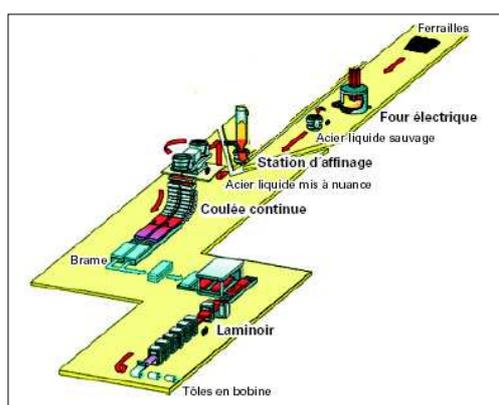


Figure 39 – Recyclage de l'acier

2.3.3 Résultats de l'inventaire

Dans les chapitres précédents, les systèmes amorphe et GO ont été évalués séparément. Il a été observé qu'un transformateur amorphe nécessite 604 kg de matériaux magnétiques alors qu'un transformateur conventionnel demande 420 kg. Cette différence est due par le fait qu'un matériel amorphe possède une induction de fonctionnement plus faible (1,18 T) qu'une tôle à GO (1,53 T). La section (ou le volume) du noyau magnétique et l'induction sont directement liés au flux magnétique par la formule suivante :

$$\Phi = B.S$$

Si B diminue, alors il faut augmenter S pour maintenir un flux suffisant dans le circuit magnétique, raison pour laquelle, il faut plus de rubans amorphes en masse que de tôles à GO pour fabriquer un transformateur à puissance égale.

Donc la comparaison entre les systèmes, amorphe et GO, est correcte s'ils sont évalués à fonction égale. Car une tonne d'acier permet de fabriquer 2 transformateurs classiques 250 kVA alors qu'avec une tonne de fer, on n'en fait qu'un seul transformateur amorphe 250 kVA. Il faudra multiplier les valeurs calculées pour l'amorphe par un coefficient tenant en compte la différence de masse entre les deux transformateurs.

Ce coefficient vaut : $604 / 420 = 1,4$

x Coefficient multiplicateur (1,4)

Elaboration :	1546 kg de CO ₂		2200 kg de CO ₂
Production :	5 GJ		7 GJ
Transport :	562 kg de CO ₂		731 kg de CO ₂
Utilisation :	28 908 kWh		40 471 kWh
Recyclage :	3 GJ		4,2 GJ

L'inventaire des deux systèmes étant terminé, un tableau des consommations est dressé :

Unité de référence : 1 tonne d'alliage ferreux		
Cycle de vie du produit	Systèmes	
	Amorphe	GO
Elaboration (kg de CO ₂)	2200	1546
Production (GJ)	7	27
Transport (kg de CO ₂)	731	52
Utilisation (kWh)	40 471	111 690
Recyclage (GJ)	4,2	4,5

Tableau 4 – Résultats de l'inventaire et comparatif des systèmes amorphe et GO

- La production d'une tonne de tôle à GO réclame 4 fois plus d'énergie que la technologie amorphe
- Les pertes à vide engendrées dans un transformateur conventionnel sont 3 fois plus importantes que celles d'un transformateur amorphe prototype.
- Les dépenses énergétiques pour le recyclage des rubans amorphes et tôles à GO sont identiques.

2.4. Evaluation des impacts

Du fait de la diversité des méthodes proposées et du manque de consensus quant à cette étape, de nombreux auteurs ont souligné la nécessité d'utiliser plusieurs méthodes d'évaluation des impacts. Voici les méthodologies proposées [39]:

- méthode EPS (Environmental Priority Strategy) se concentre sur des aspects monétaires en évaluant le consentement à payer (par la société) pour éviter les dommages portant sur cinq domaines particuliers (les ressources, la santé humaine, la production, la biodiversité, les valeurs esthétiques) ;
- méthode des volumes critiques raisonne en termes de milieux récepteurs à l'aide de quatre critères : consommation, déchets, volumes critiques d'air et d'eau.
- méthode CML évalue les impacts potentiels sur l'environnement par l'intermédiaire de grandeurs de référence.

Dans notre cas d'étude, la méthode CML sera utilisée car chaque effet est identifié et calculé séparément à partir de bases scientifiques. Cette méthode est généralement privilégiée du fait de sa facilité d'application et de comparaison.

L'énergie primaire et la valeur de GWP (Global Warming Potential) sont l'indicateur d'efficacité environnementale. En parlant de GWP, on considère l'émission de CO₂ de chaque produit depuis sa production jusqu'à sa fin de vie. L'unité de mesure kWh sera convertie en terme d'émission de CO₂ à travers une conversion définie pour une production de l'électricité en France : 1 kWh électrique produit 0,09 kg de CO₂ [40]

Unité de référence : 1 tonne d'alliage ferreux		
Cycle de vie du produit	Systèmes	
	Amorphe	GO
Production + Recyclage (GJ)	11,2	31,5
Elaboration + Transport + Utilisation (t de CO ₂)	6,5	11,6

Tableau 5 – Evaluation des impacts

En terme de consommation énergétique et émission de CO₂, la technologie amorphe est plus écologique que celle des tôles à GO depuis la production jusqu'à son recyclage. La dépense en énergie est 3 fois plus importante pour une tôle à GO que les rubans amorphes. De même, l'émission de CO₂ est 2 fois plus importante.

2.5. Analyse des différents scénarios de la filière amorphe

L'organisation de la filière amorphe est détaillée dans §1.6 et §1.7. Cependant, le schéma d'approvisionnement de l'amorphe se modifie au fur et à mesure que les échanges avec différents fabricants progressent. Dans §1.6 et §1.7, les acteurs de cette technologie ont été exposés. A ce jour, plusieurs autres fabricants sont intéressés par le marché de l'amorphe en Europe. On peut citer SGB (Allemagne), GE (Mexique) et France Transfo (France).

Dans la partie §2.3.1.2, une seule voie d'approvisionnement a été traitée où un fournisseur chinois et un fabricant (ABB) ont été impliqués. Dans un futur proche, ce schéma pourrait sensiblement changer pour des raisons environnementales et de délai d'approvisionnement. Dans la suite, il est proposé d'étudier les différents scénarii, selon l'existence :

- d'un fournisseur européen de noyaux magnétiques (scénario I)
- d'un fabricant européen qui conçoit les noyaux et les transformateurs (scénario II)
- d'un fabricant non européen qui conçoit les noyaux et les transformateurs (scénario III)

Cette partie est différente de l'Analyse du cycle de vie car elle correspond seulement à l'évaluation environnementale due aux transports de matières premières et matériels. Les autres processus (production, exploitation et recyclage) sont identiques.

2.5.1 Fournisseur européen de noyaux magnétiques

Le seul fournisseur, à l'heure actuelle, qui offre des noyaux magnétiques pour les prototypes qu'ERDF envisage de tester est San Jiang à Taiwan. D'autres fournisseurs se positionnent dans le marché de l'amorphe à l'aide d'un partenariat avec le producteur Metglas. Cette partie traitera l'impact environnemental du transport des matériaux amorphes par l'intermédiaire d'un fournisseur européen, comme LTC qui proposera des noyaux aux fabricants comme ABB, Ormazabal, FT, CG Powers...



Figure 40 – Schéma d'approvisionnement en noyaux par l'intermédiaire de LTC

La **Figure 40** représente un schéma d'approvisionnement possible par intervention de LTC comme fournisseur de noyaux pour ABB en Turquie.

Voici le détail des trajets :

- 1 Les rubans amorphes produits par Metglas à Conway (USA) seraient expédiés vers l'Italie sous forme de bobines.
- 2 L'usine de LTC à Milan conçoit les noyaux magnétiques et les envoie en Turquie.
- 3 ABB fabrique les transformateurs amorphes et les expédie vers la France.

Ci-dessous, l'efficacité énergétique de chaque transport :

- Porte-conteneur : 8,3 g de CO₂/t.km
- Barge fluviale : 37 g de CO₂/t.km
- Poids-lourd : 104,5 g de CO₂/t.km

ABB			
Trajets	Mode de transport	Distance (km)	Rejets de CO ₂ (kg/t)
Conway→Milan	Porte-conteneur	8300	68,89
Milan→Istanbul	Barge	3000	111
	Camion	2300	240,35
Istanbul→Paris	Barge/Camion	3000/700	184,15 (111/73,15)
	Camion	3000	313,5

Tableau 6 – Emission de CO₂ dans le scénario I

La quantité totale de CO₂ émise pour ABB est de :

- **364** kg/t si la barge est utilisée
- **623** kg/t si le camion est utilisé

Il faut noter que le transport de marchandises par la voie maritime est toujours la plus conforme aux rejets de gaz à effet de serre mais le délai d'approvisionnement reste son principal inconvénient. Le transport routier est déconseillé, considérant les rejets gazeux, et aussi par rapport au volume limité que peut contenir le camion.

2.5.2 Fabricant européen de noyaux et transformateurs

Cette partie traitera l'impact environnemental si une entreprise européenne est à la fois fabricant de noyaux et de transformateurs amorphes. Par des échanges professionnels, il a été communiqué qu'un transfert de licence entre Siemens et Metglas s'établit pour garantir un approvisionnement régulier et à un prix compétitif de ruban amorphe de qualité en Europe. Dans cette initiative, Siemens met en production progressivement un atelier de découpe pour fabriquer ses propres noyaux magnétiques à partir de ruban amorphe de Metglas.

Dans la suite, l'impact environnemental du transport de matériaux sera calculé si Siemens s'investit dans la fabrication de noyaux magnétiques.



Figure 41 – Schéma d'approvisionnement en Europe

Trajets	Mode de transport	Distance (km)	Rejets de CO ₂ (kg/t)
Siemens			
Conway→Budapest	Porte-conteneur	10 000	83
Budapest→Paris	Camion	1500	156,75
TOTAL			240

Tableau 7 – Emission de CO₂ dans le scénario II

Dans le tableau ci-dessus, l'avantage d'un fabricant européen de noyaux et transformateurs est bien démontré. L'impact environnemental du scénario II est bien inférieur aux précédents.

2.5.3 Fabricant étranger de noyaux et transformateurs

Ce scénario est identique au précédent sauf que l'entreprise n'est pas en Europe. L'usine de fabrication référencée est celle de GE se trouvant au Mexique. Cette évaluation environnementale a été faite à titre indicatif.



Figure 42 – Schéma d’approvisionnement par GE

Trajets	Mode de transport	Distance (km)	Rejets de CO ₂ (kg/t)
Conway→Mexique	Porte-conteneur	3000	24,9
Mexique→Paris	Porte-conteneur	9500	78,85
		TOTAL	104

Tableau 8 – Emission de CO₂ dans le scénario III

Tous les scénarii d'approvisionnement possibles de la filière amorphe sont représentés ci-dessous :

Trajets	Mode de transport	Distance (km)	Rejets de CO ₂ (kg/t)
SCENARIO I			
LTC→ABB			
Conway→Milan	Porte-conteneur	18000	149,4
Milan→Istanbul	Barge	3000	99,6
	Camion	2300	240,35
Istanbul→Paris	Barge/Camion	3000/700	184,15(111/73,15)
	Camion	3000	313,5
		TOTAL	364
		TOTAL	623
SCENARIO II			
Siemens			
Conway→Budapest	Porte-conteneur	10 000	83
Budapest→Paris	Camion	1500	156,75
		TOTAL	240
SCENARIO III			
GE			
Conway→Mexique	Porte-conteneur	3000	24,9
Mexique→Paris	Porte-conteneur	9500	78,85
		TOTAL	104

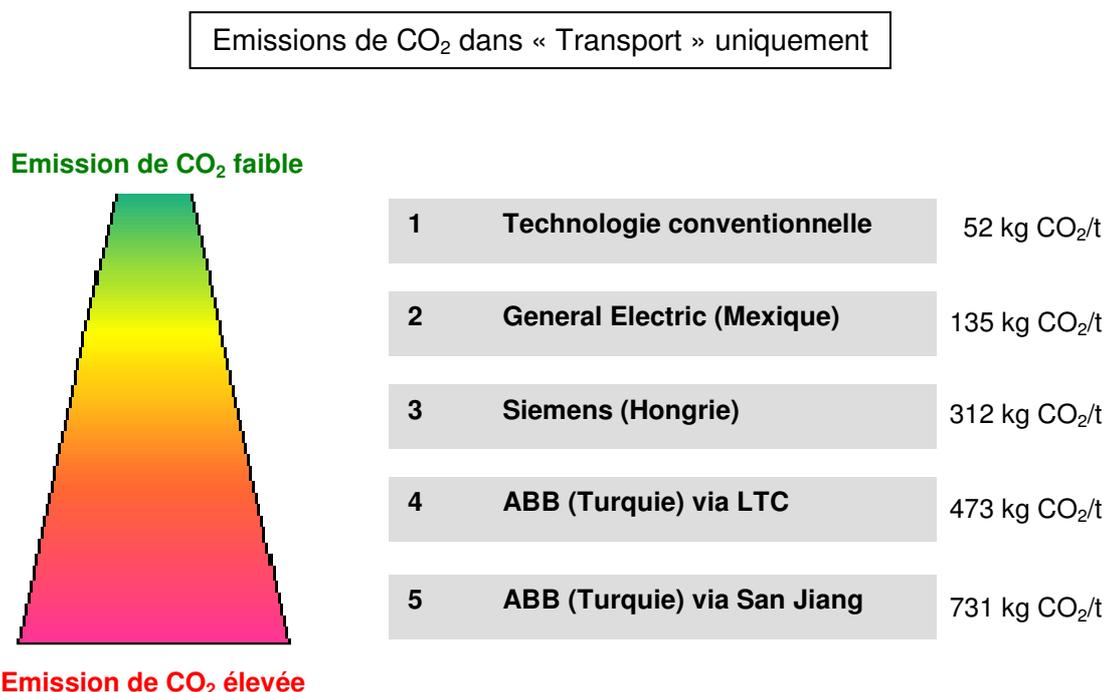
Tableau 9 – Récapitulatif de tous les scénarii avec leur rejets CO₂

Les conclusions que l'on peut tirer à partir de cette étude sont :

- Le transport par voie maritime est à privilégier pour limiter les émissions de CO₂ car son efficacité énergétique (8,3 g/t.km) est nettement inférieure à celle des poids-lourds (104,5 g/t.km). Bien que les matériaux amorphes parcourent le monde entier (scénario actuel), son impact environnemental est faible par rapport à une chaîne d'approvisionnement en Europe (scénario I). Dans ce cas de figure, la distance parcourue importe peu.
- L'impact environnemental est réduit par 2 ou 3 par rapport au scénario actuel si une entreprise européenne comme Siemens s'investit dans la fabrication de noyaux et de transformateurs amorphes.

- A première vue, il est observé qu'une entreprise étrangère (comme GE) pollue moins sur le critère transport qu'une entreprise européenne (comme Siemens). Ceci est dû par le fait que GE est installé près de Conway et que le transport maritime est principalement utilisé dans sa chaîne d'approvisionnement.
- Le scénario III est le plus intéressant écologiquement mais il faut considérer le délai d'approvisionnement et d'intervention en cas de problème technique.

Au delà de toute considération géopolitique et commerciale, le classement hiérarchique des constructeurs selon le critère environnemental (rejet de CO₂ dans le transport) est :



Remarque : Les valeurs de CO₂ pour la technologie amorphe sont affectées d'un coefficient de 1,3 pour une meilleure comparaison (voir §2.6.1) d'où une différence avec les valeurs mentionnées dans **Tableau 9**.

2.6. Synthèse des résultats

2.6.1 Emissions de CO₂ de la part « Utilisation »

Le classement précédent ne tient compte que du critère transport dans le calcul des émissions de CO₂, mais pour avoir une vision complète des rejets de CO₂, il faut inclure la quantité de CO₂ émise à travers les pertes pendant l'utilisation des transformateurs.

La valeur de P_0 pour un transformateur conventionnel C_0C_k de puissance 250 kVA est fixée à 425 W par la spécification HN-52-S27. La valeur moyenne de P_0 d'un transformateur amorphe 250 kVA est de 150 W. Précédemment (§2.3.1.3), la valeur de P_0 était de 110 W car il s'agissait d'un transformateur amorphe prototype **Bruit B₀** avec une induction de 1,18 T. La tendance actuelle est d'utiliser un appareil **Bruit C₀** et d'augmenter l'induction de fonctionnement vers 1,25-1,3 T d'où une valeur de P_0 moyennée à 150 W. Cette valeur sera représentative de futurs appareils amorphes.

Un transformateur amorphe 250 kVA génère 39 420 kWh de pertes uniquement dues à son noyau magnétique pendant son fonctionnement dans le réseau (30 ans). Pour pouvoir comparer les deux technologies à fonction égale, il faut appliquer un coefficient multiplicateur, tenant compte du niveau d'induction faible des matériaux amorphes par rapport aux tôles à GO. Ce coefficient se calcule à partir de la différence de masse du noyau des technologies amorphe et conventionnelle. Voici les données des constructeurs :

	<u>Transformateur amorphe</u> <u>A₀/2-C_k (Bruit C₀)</u>	<u>Transformateur conventionnel</u> <u>C₀C_k</u>
- Pertes à vide garanties :	150 W	425 W
- Masse du noyau magnétique :	550 kg *	420 kg
- Induction :	1,3 T	1,53 T

Le coefficient multiplicateur vaut : $550 / 420 = 1,3$

Au total, les pertes à vide engendrées s'élèvent à 51 246 (39 420 x 1,3) kWh pour un transformateur amorphe **A₀/2-C_k, bruit C₀**.

Un transformateur classique **C₀C_k** génère 111 690 kWh de pertes à vide tout au long de son temps d'exploitation (fonctionnement).

1 kWh électrique produit 0,09 kg de CO₂ d'après [40].

Transformateur amorphe : $51\ 246 \times 0,09 = \mathbf{4612\ kg\ de\ CO_2}$

Transformateur conventionnel : $111\ 690 \times 0,09 = \mathbf{10\ 052\ kg\ de\ CO_2}$

* Masse d'un produit C₀ en bruit, extrapolée à partir du prototype 250 kVA bruit B₀ (604 kg-1,18 T).

2.6.2 Emissions de CO₂ de la part « Production et Recyclage »

Dans la partie §2.4, la consommation énergétique en GJ n'a pas été convertie en terme d'émission de CO₂ car l'unité de conversion varie très fortement selon le procédé utilisé, selon le combustible et selon les usines.

D'après une étude faite par l'ADEME [41], l'émission de CO₂ s'élève à 57 kg/GJ pour le gaz naturel. Il est évident que le gaz naturel n'est pas utilisé dans toutes les opérations, d'autres combustibles interviennent. De façon arbitraire, la valeur 57 kg CO₂/GJ sera choisie comme unité de conversion. Cette décision n'affecte guère les conclusions étant donné qu'il s'agit d'une analyse comparative. Dans le cas du recyclage des amorphes, il faudra prendre en compte le trajet France → Conway car les produits sont retournés chez Metglas pour recycler. La distance France → Conway est de 7000 km avec comme transport le porte-conteneur.

Partant de ce coefficient, l'émission de CO₂ dans la part « Production et Recyclage » peut être calculée.

Technologie amorphe :

Consommation en énergie :	Production = 7 GJ/t	Recyclage = 4,2 GJ/t
Emission de CO ₂ :	7 x 57 = 399 kg CO₂/t	4,2 x 57 = 239 kg CO₂/t
Trajet France → Conway :		7000 x 8,3 = 58 kg de CO₂/t

Technologie conventionnelle :

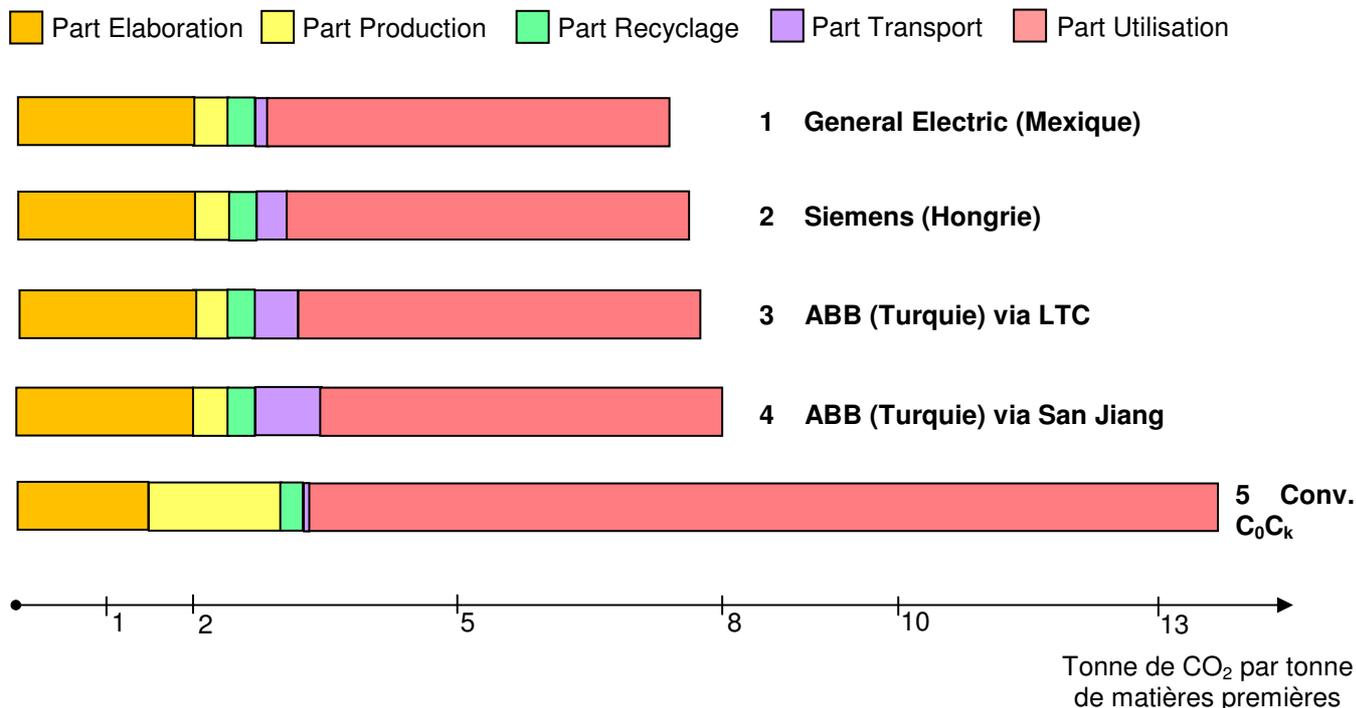
Consommation en énergie :	Production = 27 GJ/t	Recyclage = 4,5 GJ/t
Emission de CO ₂ :	27 x 57 = 1539 kg CO₂/t	4,5 x 57 = 256 kg CO₂/t

Unité: tonne de CO ₂ émis par tonne d'alliage ferreux		
Cycle de vie du produit	Systèmes	
	Amorphe	GO
Elaboration	2.010*	1.546
Production	0.399	1.539
Transport	0.731**	0.052
Utilisation	4.612	10.052
Recyclage	0.314	0.256
TOTAL	8	13,5

* affecté d'un coefficient 1,3

** le scénario actuel, ABB (Turquie) via San Jiang, a été choisi pour le calcul de CO₂ émis dans le transport. C'est le cas le plus défavorable en terme d'émissions de CO₂.

Comparons pour les produits $A_0/2-C_k$ et C_0C_k les émissions de CO_2 engendrées par l'élaboration, la production, le transport, l'utilisation et le recyclage.



L'utilisation du transformateur représente une part importante, majoritaire sur les autres étapes (Production, Recyclage et Transport). Les émissions de CO_2 pendant l'exploitation représentent plus de 80% des émissions totales.

2.7. Comparaison entre transformateurs amorphe $A_0/2-C_k$ et conventionnel A_0C_k

La réduction des pertes dans le réseau de distribution impose aux distributeurs d'électricité de s'équiper de transformateurs efficaces. L'affinement des domaines et la réduction de l'épaisseur des tôles à GO a permis de diminuer les pertes. Dans cette tendance, les fabricants proposent des transformateurs conventionnels A_0C_k avec des tôles HiB (haute perméabilité) traitées au laser.

Cette partie d'étude est consacrée à comparer l'impact environnemental d'un transformateur conventionnel 250 kVA à haute efficacité énergétique avec celui d'un amorphe de même puissance assignée. Ci-dessous les données des constructeurs :

	<u>Transformateur amorphe</u> <u>$A_0/2-C_k$ (Bruit C_0)</u>	<u>Transformateur conventionnel</u> <u>A_0C_k</u>
- Pertes à vide garanties :	150 W	300 W
- Masse du noyau magnétique :	550 kg	364 kg
- Induction :	1,3 T	1,55 T

Le coefficient multiplicateur vaut : $550 / 364 = 1,5$

Pertes à vide (amorphe) : $150 \times (24 \times 365 \times 30) = 39\,420 \text{ kWh}$

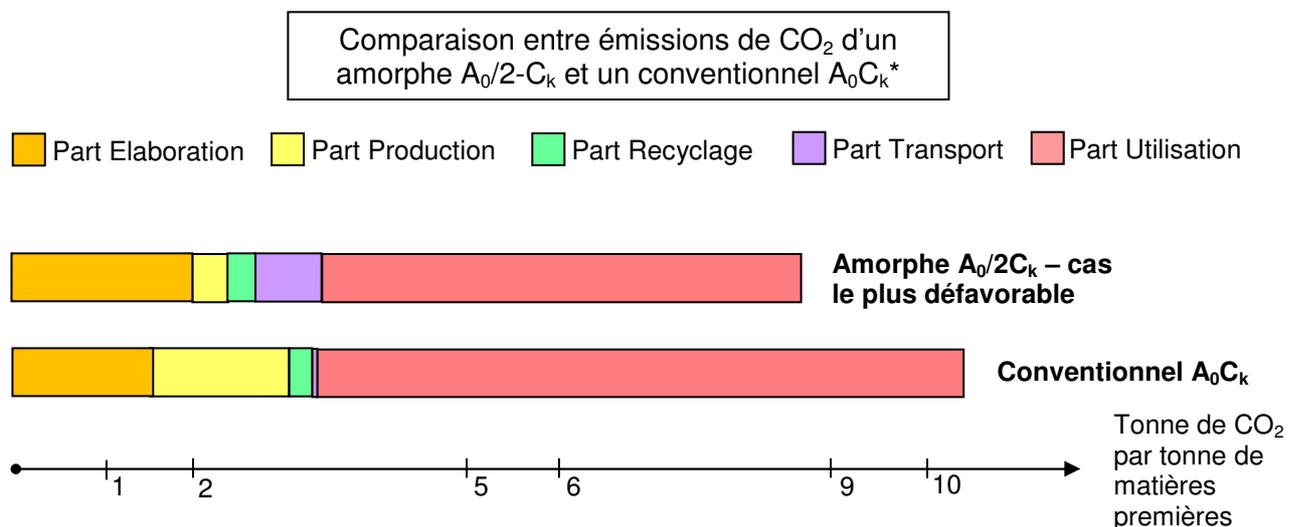
Pertes à vide (conventionnel) : $300 \times (24 \times 365 \times 30) = 78\,624 \text{ kWh}$

Au total, les pertes à vide engendrées s'élèvent à 59 130 kWh ($39\,420 \times 1,5$) pour un transformateur amorphe $A_0/2-C_k$, **bruit C_0** .

Un transformateur classique A_0C_k génère 78 624 kWh de pertes à vide tout au long de son temps d'exploitation (fonctionnement). Un kWh électrique produit 0,09 kg de CO₂.

Transformateur amorphe : $59\,130 \times 0,09 = \mathbf{5322 \text{ kg de CO}_2}$

Transformateur conventionnel : $78\,624 \times 0,09 = \mathbf{7076 \text{ kg de CO}_2}$



* Les émissions de CO₂ dans « Production + Transport + Recyclage » restent inchangées car seules les pertes à vide du conventionnel ont été améliorées.

Au total, les émissions de CO₂ d'un transformateur A_0C_k à GO s'élèvent à 10,5 tonnes tandis que celles d'un amorphe $A_0/2-C_k$ sont de 8,8 tonnes sur 30 ans

En utilisant les meilleures tôles disponibles, l'impact environnemental d'un transformateur conventionnel est ainsi diminué par rapport à celui classé C_0C_k mais de toute façon reste supérieur à celui de la technologie amorphe.

2.8. Conclusions

Globalement, les principales limites de l'ACV résident dans la disponibilité des données. Plusieurs problèmes peuvent être rencontrés :

- les données nécessaires ne sont pas habituellement mesurées par les exploitants ;
- les données sont confidentielles et difficilement accessibles ;
- les données disponibles sont difficilement exploitables ;
- les incertitudes sur les données ne sont pas précisées.

Assurer une bonne qualité des données d'inventaire du cycle de vie et gérer les incertitudes sur les impacts environnementaux sont un enjeu primordial pour la crédibilité de l'outil ACV.

Pour faire face aux problèmes de disponibilité et qualité des données, les sources de nos données ont été des organismes agrégés (ADEME, MEEDDAT) ou des bases scientifiques reconnues (Techniques de l'Ingénieur). Ceci a été fait pour éviter les hypothèses et les simplifications difficiles à justifier. Dans cette étude, le recours aux hypothèses et estimation était très limité car cela entraînerait des résultats peu concluants.

Cette ACV comparative entre les technologies amorphe et conventionnelle permet d'affirmer que la technologie amorphe est la plus écologique que les transformateurs classiques à GO et nécessite 4 fois moins d'énergie de production.

Le procédé de production des tôles à GO nécessite beaucoup d'énergie d'apport (27 GJ). Le nombre élevé d'opérations dans la production de tôle à GO est responsable de cette consommation importante. Quant à la filière amorphe, le procédé d'élaboration est limité d'où une consommation énergétique limitée (7 GJ).

Il a été montré que le scénario METGLAS → GE → ERDF serait le plus pertinent en terme d'émission de CO₂. Certes, le rejet de CO₂ dans le transport du système GO est 2 fois moins important que le scénario le plus écologique du système amorphe mais en incluant les émissions de CO₂ de toute la filière (production, transport, utilisation et recyclage), il est observé que les matériels amorphes sont toujours plus efficaces que ceux de la tôle à GO.

En toute logique, le scénario II et le scénario III seraient les plus adaptés aux attentes et engagements de ERDF. Siemens possède un savoir technologique reconnu dans le monde des transformateurs. Le coût d'achat des transformateurs amorphes serait moindre car il n'y a pas de fournisseur intermédiaire. La marge commerciale prise par les intermédiaires est réduite.

Les mêmes conclusions énoncées au-dessus peuvent être réitérées pour GE. Ce constructeur détient une expérience notable dans le monde des transformateurs amorphes. Il a été l'un des premiers, avec EPRI, à promouvoir la technologie amorphe dans les années 90 et participer aux premières expérimentations.

La longue chaîne d'approvisionnement de la filière amorphe n'est plus un obstacle en ce qui concerne l'impact environnemental. D'après les figures précédentes, il est démontré que les émissions de CO₂ pendant l'utilisation des transformateurs emportent largement sur celles des autres processus (Production, Transport et Recyclage).

L'intérêt des transformateurs amorphes pour la réduction des pertes est à nouveau démontré. Les pertes à vide représentent un élément non négligeable dans l'efficacité énergétique des matériels. Un transformateur amorphe génère 2 fois moins de pertes pendant toute sa vie qu'un transformateur conventionnel

ETUDE SUR LA STABILITE DES MATERIAUX AMORPHES

3. ESSAIS DE COMPATIBILITE CHIMIQUE AVEC LES HUILES.....	84
3.1. ETAPES PRELIMINAIRES.....	84
3.1.1 <i>Opération de recuit</i>	84
3.1.2 <i>Morphologie des rubans</i>	86
3.2. COMPATIBILITE PHYSICO-CHIMIQUE.....	89
3.2.1 <i>Mode opératoire</i>	89
3.2.2 <i>Résultats</i>	89
3.2.2.1 Analyse chimique des huiles après essai.....	90
3.2.2.2 Pérennité des propriétés.....	90
3.2.2.3 Analyse par Diffraction des Rayons X (DRX).....	96
3.3. CONCLUSIONS.....	102
4. VIEILLISSEMENT STRUCTURAL.....	103
4.1. PRINCIPE ET THEORIE.....	103
4.2. PREMIERE SERIE D'ESSAIS.....	104
4.2.1 <i>Mode opératoire</i>	104
4.2.2 <i>Résultats</i>	104
4.3. SECONDE TENTATIVE D'ESSAI.....	106
4.3.1 <i>Mode opératoire</i>	106
4.3.2 <i>Résultats</i>	107
4.4. DISCUSSIONS.....	109
4.5. CONCLUSIONS.....	110

3. Essais de compatibilité chimique avec les huiles

3.1. Etapes préliminaires

Les matériaux amorphes sont élaborés industriellement par la technique du melt-spinning ou hypertrempe. Cette technique consiste à tremper l'alliage en fusion sur une roue en rotation rapide (100 km/h). Le métal liquide se solidifie très rapidement au contact de la roue (10^6 K/s) et un ruban se forme par entraînement de la couche solidifiée. On obtient ainsi une structure non cristalline. Durant cette étape, le matériau subit d'énormes contraintes locales, les propriétés magnétiques ne sont pas optimales (pertes et niveau de bruit). Pour éliminer ces contraintes internes et obtenir des propriétés intéressantes, il faut soumettre le matériau à un recuit qui entraîne une réorganisation partielle et progressive de la structure amorphe. Les traitements thermiques, aussi appelés recuit, des rubans amorphes ont une grande importance pratique. Sans ce recuit, les matériaux amorphes ne peuvent être utilisés tels que dans les transformateurs de distribution car le niveau de pertes et de bruit n'est pas maîtrisé.

3.1.1 Opération de recuit

Les rubans amorphes ont été découpés en bandes de dimension $8 \times 1 \text{ cm}^2$ pour être compatibles avec la phase de caractérisation au perméamètre.

L'opération de recuit consiste à isoler et à chauffer le matériau à une certaine température pendant une durée choisie. Les valeurs de température et durée de recuit sont sélectionnées à travers des recherches bibliographiques. Ainsi les conditions de recuit pour chaque matériau amorphe avant l'étape de compatibilité physico-chimique avec les huiles sont :

SA1 : chauffage à 400 °C pendant 2h HB1 : chauffage à 320 °C pendant 1h
--

Il faut noter que le temps de recuit n'est pas une composante fixe. L'opération de recuit peut être réalisée pendant une durée arbitraire. Plus le temps de recuit est long, plus les propriétés sont améliorées, mais il existe un temps de recuit limite au-dessus duquel les performances sont dégradées. Il est évident qu'un échantillon amorphe recuit pendant 5h possède moins de pertes qu'un matériau recuit pendant 1h. Les conditions de recuit citées au-dessus sont des valeurs offrant des propriétés minimum recherchées. Les recuits ont été réalisés sous argon afin d'éviter toute oxydation.

Il est intéressant de noter que les rubans avant recuit étaient très souples, il était possible de les fléchir à 180° avec un rayon de courbure de 1 mm. Mais, après l'opération de recuit, les rubans deviennent fragiles, ce qui rend la manipulation de ces matériaux plus délicate.

L'application d'un champ magnétique durant le traitement thermique peut favoriser une anisotropie uniaxiale induite. Ainsi l'application d'un champ magnétique permet d'induire une anisotropie dans le sens du champ appliqué. En réalité, lorsqu'un matériau est ferromagnétique, il est divisé en domaines, appelés domaines de Weiss, à l'intérieur desquels tous les moments magnétiques atomiques sont alignés parallèlement les uns les autres. Chaque domaine est séparé d'un voisin par une zone de transition dans laquelle l'orientation des moments magnétiques passe progressivement de la direction de polarisation dans l'un des domaines, à celle régnant dans l'autre domaine. Cette zone de transition, sorte d'enveloppe délimitant les domaines magnétiques, porte le nom de paroi de Bloch [42].

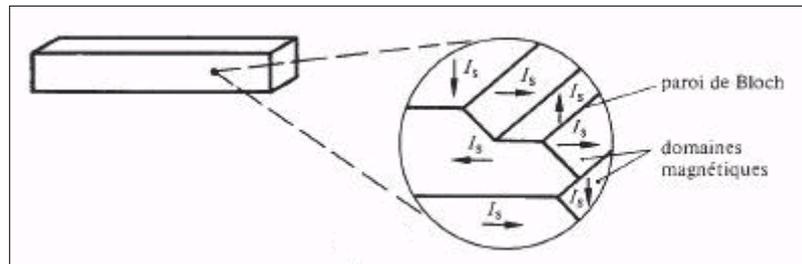


Figure 43 – Domaines magnétiques d'un échantillon

Les traitements thermiques permettent de modifier la structure des domaines magnétiques et la mobilité des parois de Bloch. En présence d'un champ magnétique continu intense lors du recuit, les domaines s'orientent dans le sens du champ. Ce phénomène se produit par un processus de déplacement de parois qui nécessite peu d'énergie pour les matériaux doux. Le schéma suivant illustre l'effet du recuit et champ magnétique sur la structure amorphe :

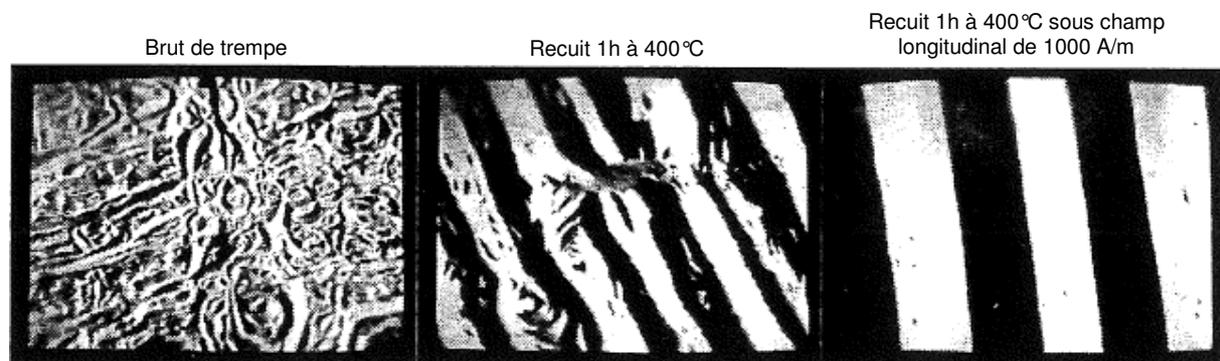


Figure 44 – Domaines de Weiss observées sur un matériau amorphe à base fer [43]

Le fait d'appliquer un champ magnétique adapté permet de diminuer les pertes par hystérésis des matériaux ferromagnétiques amorphes. L'effet d'un champ extérieur pendant le recuit est visible dans les cycles d'hystérésis suivants :

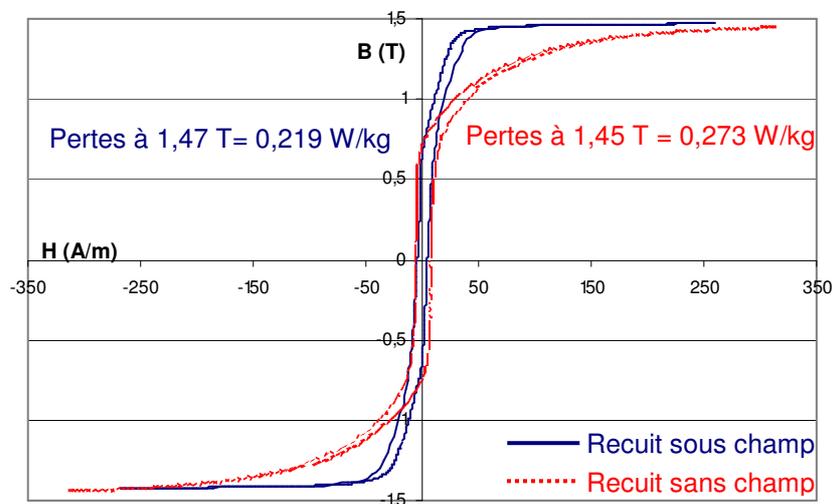


Figure 45 – Courbes d'hystérésis de SA1 recuit sous et sans champ magnétique continu

Le 1^{er} ruban a été recuit sans champ pendant 5 heures à 350 °C*. L'échantillon ayant moins de pertes a été recuit sous un champ continu de 11250 A/m pendant 2 heures à 350 °C. Par application d'un champ pendant le recuit, les pertes diminuent de 0,273 W/kg à 0,219 W/kg représentant une réduction de 20%. Le cycle obtenu par un recuit sous champ acquiert une forme rectangulaire centrée engendrant moins de pertes. Il faut bien sûr s'assurer que le champ appliqué est longitudinal car un ruban amorphe recuit sous un champ transverse possède des propriétés fortement dégradées.

3.1.2 Morphologie des rubans

Plusieurs paramètres interviennent lors de l'élaboration des rubans influant sur la microstructure : température du liquide au moment du jet, vitesse des roues, pression d'éjection...L'épaisseur des rubans doit rester constante mais la roue n'est jamais exempte d'impuretés de surfaces, ce qui conduit à une variation d'épaisseur le long des rubans. Leur épaisseur est en moyenne de l'ordre de 23 μm . Metglas a acquis une expérience et une excellente maîtrise dans la production des amorphes, néanmoins il arrive que des trous minuscules soient présents sur les rubans (voir **Figure 46**).

* Pour l'essai de compatibilité chimique, les rubans amorphes SA1 ont été recuits à 400 °C. La température idéale de recuit de ces matériaux est en effet 350 °C.

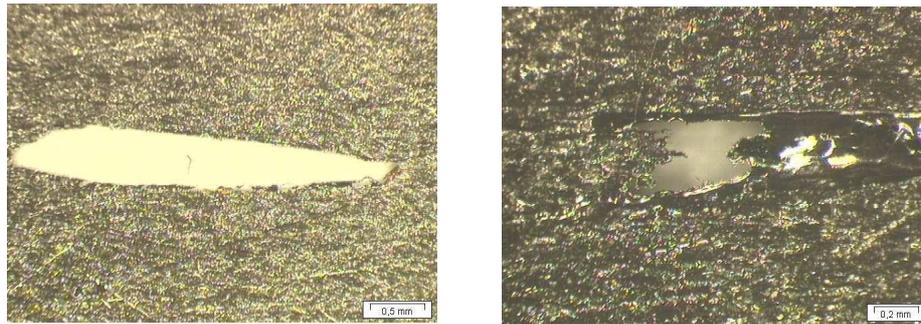


Figure 46 – Aspect des trous par microscopie optique dans un ruban SA1

Dans un ruban SA1, à l'aide d'un microscope optique, 28 trous répartis uniformément ont été repérés sur 510 cm². Les surfaces des trous varient comme leurs dimensions. Le plus gros défaut aperçu (représenté au-dessus à gauche) possède une surface libre de 1,5 mm² (3,5x0,5 mm).

Durant les mesures magnétiques, il s'est avéré que les échantillons ne saturaient pas à la valeur indiquée par le fabricant. La valeur maximale d'induction à saturation obtenue pour ces rubans était de 1,45 T, alors que Metglas annonce une valeur de 1,56 T. Cette différence observée peut être expliquée par la présence des trous dans les rubans et la non-uniformité des épaisseurs. En réalité, les rubans amorphes avec trous atteignent la saturation avant la valeur théorique de saturation, ceci est dû au fait que les lignes de champ se concentrent autour des trous. Donc la concentration du champ est plus élevée sur les contours des trous que dans le reste du matériau :

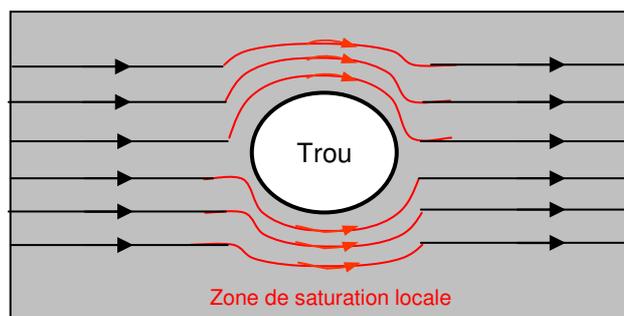


Figure 47 – Concentration des lignes de champ autour d'un trou

D'après le schéma précédent, les lignes se concentrent autour d'un trou, ce qui conduit à une saturation rapide du matériau. La différence de saturation entre un matériau possédant des trous et un matériau intact est reportée ci-dessous. Cet écart est, particulièrement sensible aux valeurs élevées de l'induction.

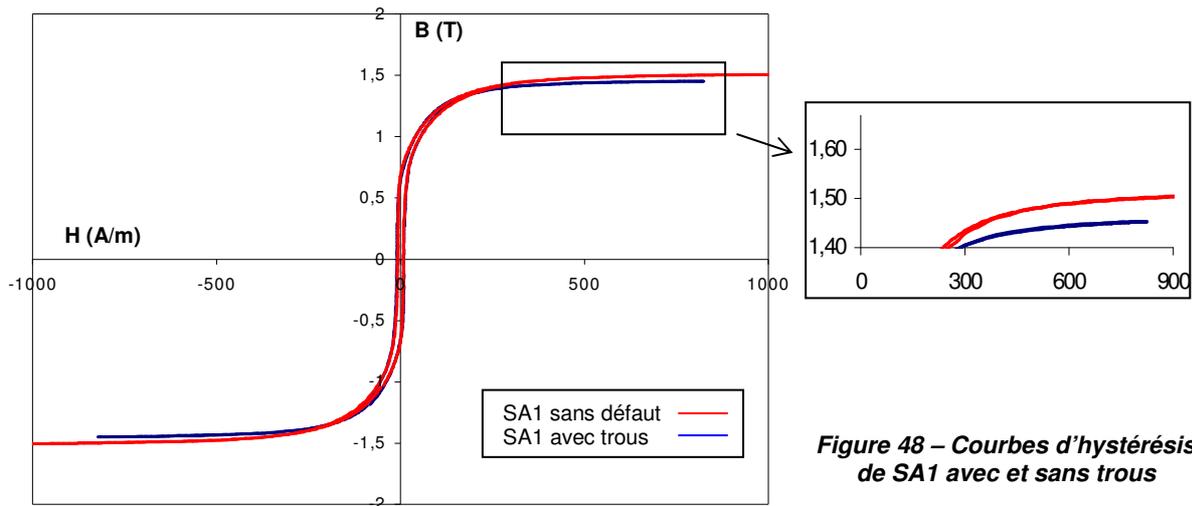


Figure 48 – Courbes d’hystérésis de SA1 avec et sans trous

L’induction à saturation d’un échantillon sans défaut est de 1,51 T à 50 Hz alors qu’un échantillon avec trous sature à 1,45 T. L’origine des trous dans les rubans est expliquée, par le producteur Metglas, par le fait que l’air reste piégé dans les micro-crevasses de la roue lors de la production des rubans amorphes. Ils sont nommés « random holes » par Metglas. Il existe aussi des trous microscopiques d’alignement qui sont produits par les impuretés présentes sur la roue. Mais ces trous d’alignement n’ont pas d’influence sur les grandeurs physiques du matériau.

Selon Metglas, les « random holes » n’ont pas d’influence sur les caractéristiques physiques du matériau mais contribuent plutôt à la réduction des pertes par courants de Foucault. Cette supposition est inexacte car les pertes Foucault sont dues aux courants transverses, induits par le flux traversant le matériau. Il a été montré précédemment sur la **Figure 47** que le flux ne traverse pas les trous donc la présence de défauts de matière n’a strictement aucune influence sur les pertes Foucault.

Nos mesures révèlent une diminution de l’induction à saturation. La valeur de l’induction technique retenue par les industriels se trouve entre 1,15 et 1,3 T. Les constructeurs de transformateurs amorphes prennent en compte la présence des trous et un faible coefficient de remplissage pour déterminer leur point de fonctionnement. La limite maximale de la saturation pour les rubans SA1 avec trous analysés ici est de 1,45 T. Donc la présence de trous n’a pas d’effets sur les rubans par rapport aux attentes des constructeurs.

A retenir

- **Opération de recuit : étape importante et obligatoire pour les rubans amorphes et conditionne les niveaux de pertes à vide et le bruit.**
- **Application d’un champ magnétique pendant le recuit permet de diminuer les pertes « fer ».**
- **Des trous peuvent être produits lors de l’élaboration du matériau amorphe en raison d’impuretés et présence d’air sur la roue.**
- **La présence de trous nuit à l’obtention d’un niveau de saturation optimal.**

3.2. Compatibilité physico-chimique

3.2.1 Mode opératoire

Cette étude consiste à porter les échantillons (rubans amorphes) dans les conditions de températures extrêmes dans un environnement d'huile isolante. Les bandes ont été mises dans des flacons en téflon contenant l'huile à tester puis l'ensemble est rempli à l'azote et introduit dans un four hermétique.

Les températures expérimentées sont 110 et 140 °C. Ces valeurs sont choisies à partir des spécifications de ERDF. Seule la durée d'essai varie, de 4 à 580 heures pour ces essais. Pour déterminer l'évolution des propriétés en fonction du temps, les échantillons ont été prélevés 1 à 1 au cours de l'expérience à instants répartis. Les différents temps d'essai analysés sont 4, 47, 76, 148, 310 et 580 heures. Les huiles envisagées sont de deux types : minéral et végétal. Les huiles minérales sont Diala B de Shell et Taurus de Nynas. L'ester végétal évalué est Agrilec qui est un produit breveté EDF R&D de VALAGRO.

Récapitulatif

- Echantillons : SA1 et HB1
- Huiles testées : Diala B, Taurus et Agrilec
- Températures d'essai : 110 et 140 °C
- Temps d'essai : 4, 47, 76, 148, 310 et 580 heures

Il faut noter que la spécification ERDF indique que le transformateur doit supporter une température de 140 °C pendant 3h. Dans ces essais, les rubans ont subi un essai de compatibilité à 140 °C jusqu'à 580h, représentant des conditions de chauffage extrême (200 fois) par rapport à la condition exigée.

3.2.2 Résultats

Le but de cet essai est de confirmer la compatibilité entre le matériau amorphe et le fluide diélectrique des transformateurs. L'intérêt est de vérifier si une éventuelle réaction chimique a lieu entre le matériau amorphe et l'huile du transformateur. Pour répondre aux questions précédentes, les rubans amorphes ont été testés dans des conditions extrêmes de chauffage.

Il est indispensable de préciser que tous nos échantillons testés dans cet essai ont été recuits sans application d'un champ magnétique. L'objectif étant d'évaluer la compatibilité chimique, un recuit avec ou sans un champ influence le niveau de pertes mais n'affecte pas l'évolution des pertes.

3.2.2.1 Analyse chimique des huiles après essai

Pour observer l'interaction matériau-huile, les huiles isolantes, après l'essai de 580h de chauffage, ont été analysées au LCIE. L'objectif de cette analyse était de détecter la présence d'éléments constitutifs (Fe, B, Si...) de matériaux amorphes dans l'huile. Cette méthode de détection se nomme « Analyse des métaux dissous ». Dans le cas d'une réaction chimique entre le matériau amorphe et l'huile, les produits issus de cette interaction seront très facilement détectés par cet examen.

Après analyse, aucun élément du matériau amorphe n'a été détecté dans les huiles isolantes avec un seuil de détection de 1ppm. Cette analyse permet d'affirmer que les matériaux amorphes SA1 et HB1 ne se décomposent pas au contact de l'huile de transformateur. L'absence d'éléments constitutifs du matériau amorphe révèle que SA1 et HB1 sont compatibles avec les huiles isolantes, même dans les conditions extrêmes. Les résultats de l'analyse sont donnés en **Annexe B**. Toutes les huiles contenant le matériau SA1 ont été analysées. Pour HB1, seule l'Agrilec contenant ce matériau a été examiné.

- **Absence d'éléments constitutifs du matériau amorphe dans les huiles après essai**
- **Pas d'interaction matériau amorphe-huile : bonne compatibilité chimique**

3.2.2.2 Pérennité des propriétés

Maintenant, il faudra vérifier que ces matériaux amorphes conservent leurs propriétés magnétiques. L'intérêt des amorphes par rapport aux tôles conventionnelles à GO est la réduction des pertes à vide. Si les propriétés de réduction des pertes se dégradent dans le temps alors l'utilisation des rubans amorphes dans les transformateurs de distribution présenterait un obstacle. La stabilité des propriétés des échantillons au contact des huiles doit être évaluée.

Pour vérifier la stabilité des propriétés au cours de l'essai, il convient de mesurer une propriété du matériau avec une condition de mesure comme référence. Les pertes à une induction choisie à 50 Hz sont la propriété de référence pour nos échantillons. En mesurant les pertes de chaque échantillon testé à différentes durées et températures d'essai, il sera facile de suivre l'évolution des pertes et de conclure sur la stabilité des pertes dans le temps. Les références envisagées pour SA1 et HB1 sont les pertes à 1 et 1,25 T à 50 Hz.

Les échantillons amorphes ont été analysés à l'aide d'un perméamètre (SST : single sheet tester) connecté à un oscilloscope 16 bits. Les pertes dans les matériaux amorphes ont été calculées à l'aide d'un ordinateur, connecté à l'oscilloscope, en traçant les cycles d'hystérésis (**Voir Annexe C**).

Deux références (1 et 1,25 T) ont été sollicitées afin d'avoir une cohérence des valeurs. De plus, des répétitions ont été effectuées pour chaque mesure afin d'avoir une bonne précision des valeurs. Les tableaux suivants représentent les pertes de SA1 et de HB1 (en W/kg) à 110°C et 140°C à différents instants d'essai pour chaque huile :

➤ Pertes (W/kg) de SA1

110°C-1 T	Diala	Taurus	Agrilec
4h	0.253	0.296	0.291
47h	0.269	0.271	0.270
76h	0.243	0.266	*
148h	0.252	0.264	0.264
310h	0.255	0.262	0.282
580h	0.265	0.260	0.275

Tableau 10 – Pertes de SA1 à 1 T-50 Hz-110°C

140°C-1 T	Diala	Taurus	Agrilec
4h	0.239	0.266	0.221
47h	0.228	0.276	0.256
76h	0.265	0.262	0.290
148h	0.241	0.264	0.240
310h	0.319	0.225	0.250
580h	0.265	0.281	0.267

Tableau 11 – Pertes de SA1 à 1 T-50 Hz-140°C

110°C-1,25T	Diala	Taurus	Agrilec
4h	0.364	0.370	0.404
47h	0.384	0.377	0.390
76h	0.362	0.371	*
148h	0.368	0.373	0.398
310h	0.373	0.363	0.411
580h	0.387	0.404	0.383

Tableau 12 – Pertes de SA1 à 1,25 T-50 Hz-110°C

140°C-1,25T	Diala	Taurus	Agrilec
4h	0.352	0.380	0.366
47h	0.374	0.372	0.365
76h	0.377	0.378	0.408
148h	0.391	0.370	0.363
310h	0.401	0.371	0.376
580h	0.362	0.405	0.394

Tableau 13 – Pertes de SA1 à 1,25 T-50 Hz-140°C

➤ Pertes (W/kg) de HB1

110°C-1 T	Diala	Taurus	Agrilec
4h	0.137	0.106	0.122
47h	0.131	0.144	0.113
76h	0.173	*	*
148h	0.145	0.158	0.129
310h	0.170	0.215	0.151
580h	0.134	0.166	0.114

Tableau 14 – Pertes de HB1 à 1 T-50 Hz-110°C

140°C-1 T	Diala	Taurus	Agrilec
4h	0.147	0.145	0.106
47h	0.173	0.168	0.119
76h	0.132	0.145	0.120
148h	0.147	0.178	0.127
310h	0.157	0.178	0.123
580h	0.139	0.170	*

Tableau 15 – Pertes de HB1 à 1 T-50 Hz-140°C

110°C-1,25T	Diala	Taurus	Agrilec
4h	0.187	0.173	0.187
47h	0.177	0.202	0.170
76h	0.179	*	0.209
148h	0.208	0.218	0.191
310h	0.234	0.283	0.207
580h	0.169	0.230	0.177

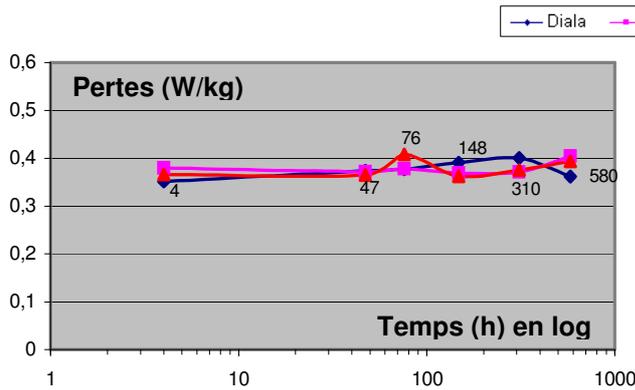
Tableau 16 – Pertes de HB1 à 1,25 T-50 Hz-110°C

140°C-1,25T	Diala	Taurus	Agrilec
4h	0.179	0.213	0.159
47h	0.235	0.227	0.161
76h	0.181	0.189	0.174
148h	0.193	0.255	0.199
310h	0.242	0.250	0.176
580h	0.175	0.238	*

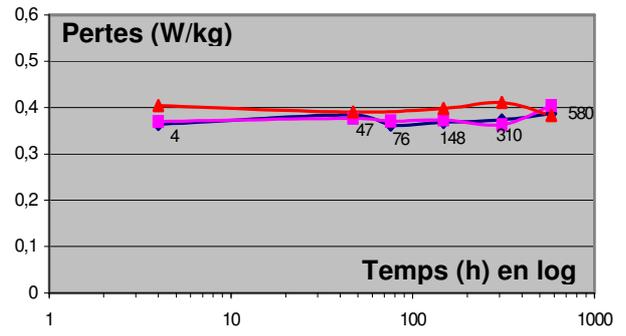
Tableau 17 – Pertes de HB1 à 1,25 T-50 Hz-140°C

* Mesures non effectuées car échantillons cassés

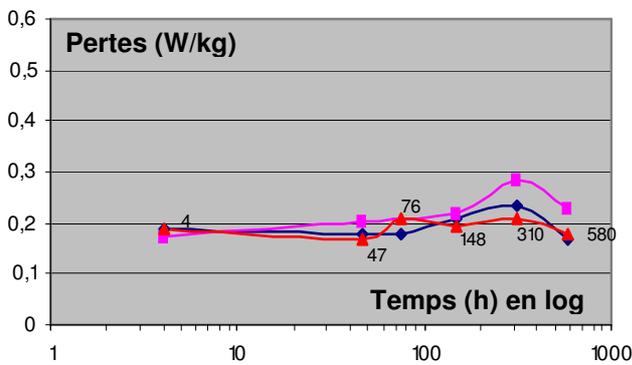
➤ Représentations graphiques



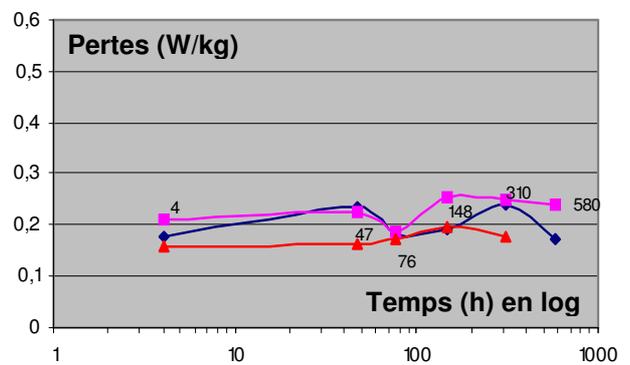
Graph 1 – Pertes des rubans SA1 à 1,25 T-50 Hz à 110°C



Graph 2 – Pertes des rubans SA1 à 1,25 T-50 Hz à 140°C



Graph 3 – Pertes des rubans HB1 à 1,25 T-50 Hz à 110°C



Graph 4 – Pertes des rubans HB1 à 1,25 T-50 Hz à 140°C

Afin d'évaluer la précision des mesures, une étude statistique a été faite sur l'échantillon SA1 testé dans Agrilec pendant 4h à 110°C. L'analyse statistique consistait à faire une série de mesures de pertes (50 répétitions) à 1,25 T-50 Hz pour calculer la moyenne ϵ et l'écart-type σ . La série de mesures est donnée ci-dessous. La moyenne de la série est égale à 0,405 W/kg et l'écart-type vaut 0,007 W/kg. Dans la statistique mathématique, la valeur 2σ (0,014 W/kg) est un bon estimateur de l'erreur de l'appareillage.

N°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Pertes (W/kg)	0,414	0,397	0,414	0,399	0,401	0,399	0,414	0,411	0,400	0,405
N°	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Pertes (W/kg)	0,399	0,408	0,398	0,409	0,410	0,402	0,410	0,397	0,413	0,404
N°	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Pertes (W/kg)	0,398	0,414	0,413	0,398	0,396	0,404	0,407	0,398	0,407	0,414
N°	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Pertes (W/kg)	0,415	0,403	0,397	0,411	0,409	0,398	0,408	0,401	0,396	0,399
N°	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
Pertes (W/kg)	0,396	0,398	0,404	0,415	0,401	0,406	0,407	0,408	0,411	0,412

➤ Interprétation des résultats :

1) Les valeurs de pertes mesurées de SA1 dans les **Tableaux 10-11** et **Figure 43** ne sont pas comparables. Les pertes de l'échantillon SA1 non vieilli sont de l'ordre de 0,273 W/kg à 1,47 T alors que l'échantillon de SA1 testé à 110°C dans Agrilec pendant 4h présente des pertes de 0,291 W/kg à 1 T. Théoriquement, les pertes à 1 T doivent être inférieures à celles à 1,47 T pour un même matériau. Trois explications sont possibles pour interpréter cet écart :

Hypothèses :

- L'essai de compatibilité dans l'huile a un effet considérable sur les pertes
- Le recuit préliminaire des échantillons testés n'est pas optimisé
- Effet des trous

Une simple observation des valeurs affichées dans les **Tableaux 10-11** permet de rejeter la 1^{ère} hypothèse car l'échantillon analysé pendant 4h présente des pertes de 0,291 W/kg et celui vieilli pendant 580h des pertes de 0,271 W/kg (1^{ère} colonne du **Tableau 10**). Si les pertes du matériau amorphe se dégradent au contact de l'huile alors l'écart entre les pertes à 4h et 580h serait énorme.

Finalement, les hypothèses d'un recuit non adapté et l'effet des trous sont retenues. En effet, les échantillons de SA1 ayant subi l'expérience de compatibilité chimique ont été recuits sans champ pendant 2h à 400°C alors que les rubans analysés de SA1 de la **Figure 45** ont été recuits sans champ à 350°C pendant 5h. Le temps de recuit n'influence pas beaucoup les valeurs de pertes, mais la température est un paramètre indispensable à maîtriser pendant le recuit. La valeur 400°C a été choisie à travers des recherches bibliographiques. La température exacte de recuit (350°C) nous a été communiquée par Metglas après les essais de compatibilité. La différence entre un recuit à 350 et 400°C est bien mise en évidence d'où l'importance d'un bon recuit en maîtrisant les paramètres (température, application d'un champ) pour obtenir de meilleures propriétés.

Le problème des trous dans les rubans est traité dans la partie **§3.1.2**. Il a été montré que la présence des trous limitait la saturation du matériau amorphe (1,4 T au lieu de 1,56 T). D'après nos mesures, il s'avère que les trous ont une influence sur les pertes à vide. Sur la **Figure 47**, la saturation locale autour des trous est observée, or les pertes « Fer » sont liées à l'induction par la formule : $P_{Fe} = P_{\text{hystérésis}} + P_{\text{Foucault}} + P_{\text{suppl}} = k_0 B^2 \cdot f + k_1 B^2 \cdot f^2 + k_2 B^{3/2} \cdot f^{3/2}$
Si la saturation est atteinte localement autour des trous alors les pertes augmentent. Ceci est confirmé expérimentalement.

Les rubans suivants ont été recuits pendant 5h à 350°C sans application de champ :

SA1 avec trous :

- Pertes à 1,45 T = 0,360-0,400

SA1 sans défaut :

- Pertes à 1,45 T = 0,273

La différence de pertes entre les rubans avec et sans trou est clairement constatée au-dessus. Il faut préciser que les rubans amorphes possédant des trous sont issus de la production industrielle alors que les rubans sans défaut proviennent de la coulée réalisée au laboratoire de Metglas. La différence de morphologie entre ces deux rubans peut être expliquée par le fait que l'élaboration industrielle représente une grande quantité de production (100 000 tonnes par an), ce qui explique les impuretés sur les roues. Mais les rubans amorphes issus de l'hypertrempe au laboratoire de Metglas sont produits en bande de 3 cm de largeur, destinés aux analyses expérimentales et non à la commercialisation. La compatibilité physico-chimique des matériaux amorphes avec les huiles a été réalisée sur les rubans issus de la production industrielle, c'est à dire ceux possédant des trous.

2) En analysant les pertes mesurées de SA1 et HB1, une différence nette est observée entre les valeurs SA1/HB1. Par exemple, le ruban SA1 testé pendant 4h dans Diala présente un niveau de pertes égal à 0.364 W/kg à 1,25 T (1^{ère} colonne du **Tableau 12**) alors que HB1 possède des pertes de 0.187 W/kg (1^{ère} colonne du **Tableau 16**). Ceci confirme bien les résultats de Hasegawa [21] que le nouveau matériau HB1 présentait des propriétés intéressantes par rapport à SA1. Cependant, une différence de 50% est observée entre les pertes de HB1 et SA1. En réalité, l'écart n'est pas si grand entre les pertes de ces 2 matériaux amorphes. Cette grande différence est due par le fait que les échantillons de SA1 présentaient des trous et ils n'ont pas été recuits dans les conditions optimales avant de procéder aux essais de compatibilité chimique. Pour analyser cet écart, un échantillon de SA1 sans défaut a été recuit à 350°C pendant 2h et les résultats obtenus en comparaison avec ceux de HB1 recuit à 320°C pendant 1h sont donnés ci-après. Les pertes indiquées en-dessous proviennent des échantillons de SA1 et HB1 recuits sans champ :

SA1 :

- Pertes à 1 T-50 Hz = 0,150 W/kg
 - Pertes à 1,25 T-50 Hz = 0,200 W/kg
 - Pertes à 1,4 T-50 Hz = 0,267 W/kg

HB1 :

- Pertes à 1 T-50 Hz = 0,130 W/kg
 - Pertes à 1,25 T-50 Hz = 0,185 W/kg
 - Pertes à 1,4 T-50 Hz = 0,245 W/kg

En comparant les pertes de SA1 et HB1 à différentes inductions, une légère réduction des pertes est observée pour le matériau HB1. L'écart, de l'ordre de 10% entre les valeurs, est très différent de celui obtenu avec les échantillons testés dans l'huile. Cette analyse rapide a permis de confirmer que la source d'un écart entre les pertes de SA1 et HB1 analysés dans l'huile est bien la température de recuit des rubans SA1 et l'effet de trous.

3) Par analyse des graphiques reportés, les pertes obtenues à différents instants des essais de compatibilité ne sont pas très différentes entre elles. Par exemple, les valeurs de pertes de SA1 à 1,25 T-50 Hz varient en moyenne autour de 0,360 à 0,390 W/kg et celles de HB1 aux alentours de 0,170 à 0,200 W/kg quelque soient la température et les huiles considérées. Quelques échantillons de SA1 et HB1 possèdent des pertes ne recouvrant pas les intervalles cités au-dessus mais cette différence provient essentiellement des incertitudes de mesure et la présence de trous.

En prenant, par exemple, les pertes de la 3^e colonne du **Tableau 12**, il est observé que les valeurs sont plus ou moins dans l'intervalle $[\varepsilon-2\sigma ; \varepsilon+2\sigma]$. Les différences observées au niveau des pertes de SA1 et HB1 sont principalement dues à la précision de l'appareil et à la présence de trous. Il faut également préciser qu'il est très difficile de mesurer les pertes aussi faibles sur un si petit ruban.

Pour étudier l'influence des huiles isolantes sur les propriétés magnétiques des matériaux amorphes, des échantillons de chaque composition ont été chauffés sans huile en parallèle avec les essais de compatibilité chimique dans l'huile. 4 échantillons (2 pour 110°C et 2 pour 140°C) de SA1 et HB1 ont été testés pendant 310 et 580 heures dans un flacon sans huile à gaz neutre. La comparaison des pertes de ces matériaux avec ceux des échantillons analysés permettra d'affirmer l'influence des huiles sur les matériaux amorphes. Voici les résultats obtenus :

SA1-1,25 T	110°C	140°C
310h	0.367	0.366
580h	0.441	0.367

HB1-1,25 T	110°C	140°C
310h	0.170	0.149
580h	0.147	0.170

En comparant les valeurs indiquées au-dessus et les pertes mesurées avec les échantillons testés dans les huiles (**Tableaux 12-13-16-17**), il est révélé que la différence entre ces pertes n'est pas significative. Les échantillons analysés sans huile présentent des pertes comparables à ceux testés dans l'huile. Le matériau amorphe est compatible chimiquement avec les huiles de transformateurs tout en gardant ses propriétés magnétiques.

Bilan

- La valeur 350°C est confirmée comme étant la température d'un recuit optimal pour SA1

- Effet défavorable des trous sur les pertes des matériaux amorphes

Absence d'éléments des rubans amorphes dans les huiles après essai de compatibilité

Stabilité des propriétés en températures de fonctionnement du transformateur



Bonne compatibilité chimique des rubans amorphes avec les huiles isolantes

3.2.2.3 Analyse par Diffraction des Rayons X (DRX)

➤ Objectifs

D'après les résultats précédents, une bonne compatibilité physico-chimique avec les huiles et une stabilité des propriétés en température des matériaux amorphes ont été prouvées. Cependant l'aspect visuel des rubans amorphes testés dans les huiles est discutable. Les rubans analysés dans des conditions extrêmes de chauffage (310 et 580h) présentent des contrastes sous forme de « dépôt de matière » (**Figure 49**). Cet aspect est seulement détecté sur les échantillons testés dans les huiles minérales, par contre ceux dans l'huile végétale maintiennent leur aspect initial (**Figure 50**).



Figure 49 – Ruban SA1 testés dans Diala pendant 580h à 140°C



Figure 50 – Ruban SA1 testés dans Agrilec pendant 580h à 140°C

Pour évaluer le caractère amorphe des rubans ayant subi les essais de compatibilité et le dépôt de matière, une DRX est nécessaire. Cette technique permettra d'examiner si les échantillons testés sont toujours amorphes et d'analyser le changement de phase le cas échéant.

➤ Principe

Cette analyse se réalise sur des échantillons plans de l'ordre du cm². Il s'agit d'une étude globale révélant la nature de la structure des principales phases en présence. C'est un essai direct permettant de savoir si les échantillons sont amorphes ou cristallisés. De plus, la DRX sera utile pour analyser la dégradation des propriétés amorphes du matériau ferromagnétique au contact des huiles. Plus précisément, l'intérêt d'utiliser les rubans amorphes dans les noyaux magnétiques est leur caractère amorphe offrant des pertes réduites, donc si les matériaux perdent leur configuration structurale originale alors l'emploi des rubans amorphes dans les transformateurs de distribution est non justifiée.

En principe, le diffractomètre opère un balayage d'angles (entre 10° et 120°) dont certains vont correspondre à l'incidence de Bragg pour des orientations de phases cristallines en présence. Un pic de diffraction sera alors obtenu et les grandeurs caractéristiques (telle que d_{hkl}) pourront ainsi être obtenues par la relation de Bragg suivante :

$$\lambda = 2 d_{hkl} \sin (\theta)$$

Où λ est la longueur d'onde
 θ est l'angle de diffraction
 d_{hkl} est la distance réticulaire

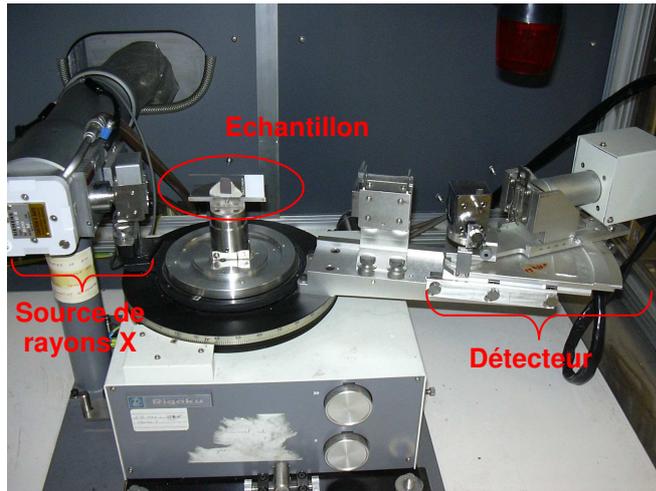


Figure 51 – Dispositif d'un diffractomètre à rayons X avec anti-cathode de Co

➤ Résultats de SA1

Les **Figures 52-53** représentent les spectres de diffraction des rubans SA1 et HB1 recuits à l'état brut. Une « bosse » est observée entre les angles 40-60°. La présence d'une base large entre 40-60° confirme la présence de phase amorphe dans l'ensemble du ruban. Ce pic est caractéristique du « halo diffus » révélant le caractère amorphe de SA1 et HB1. En effet, l'état amorphe se définit par l'absence d'ordre dans la disposition des atomes. Une configuration atomique périodique est nécessaire pour obtenir des pics de diffraction or pour les matériaux amorphes la répartition des atomes est aléatoire d'où un spectre de rayons X plat. L'intensité diffractée varie de façon continue avec l'angle de diffraction.

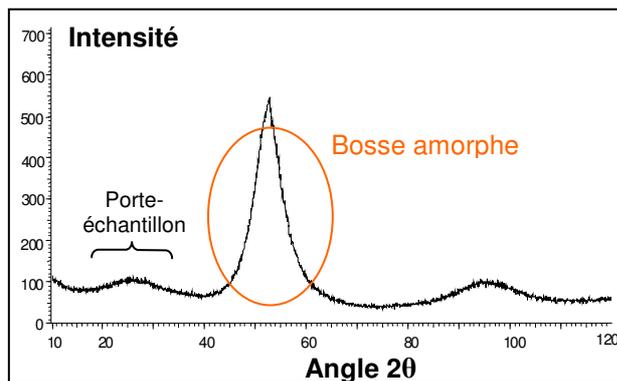


Figure 52 – Spectre de diffraction d'un ruban SA1 recuit

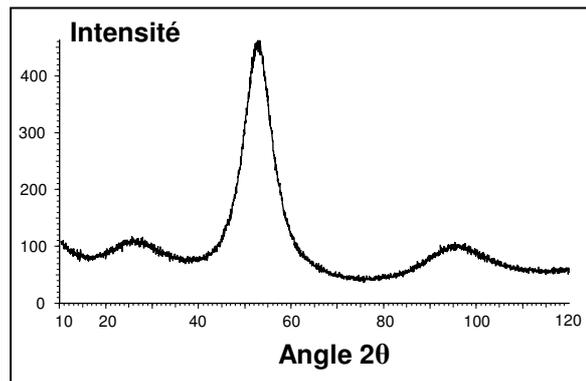


Figure 53 – Spectre de diffraction d'un ruban HB1 recuit

Pour illustrer la différence structurale entre un ruban cristallisé et un ruban amorphe d'un même alliage, un échantillon de SA1 a été chauffé progressivement à 590°C, au delà de sa température de cristallisation.

La figure suivante donne la diffraction de deux rubans SA1, l'un étant brut et l'autre cristallisé :

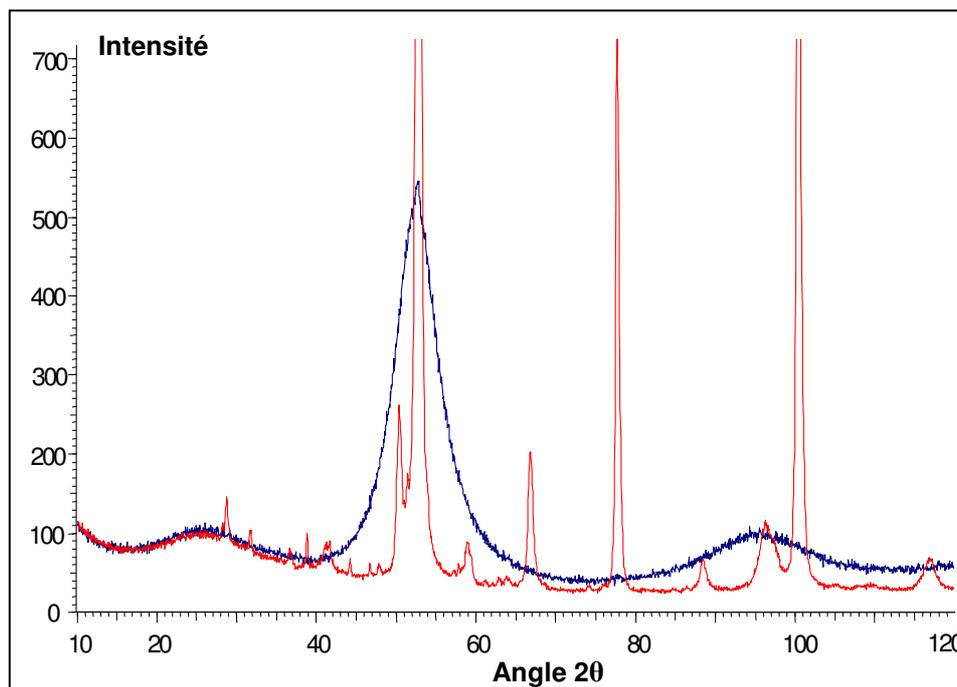


Figure 54 – Spectres de diffraction des rubans SA1 :
amorphe - cristallisé

La structure amorphe de l'échantillon non cristallisé est repérée par l'absence de pics de diffraction (pics étroits) et par une bosse assez large et diffuse. Par contre, le spectre de l'échantillon cristallisé est totalement différent de celui de l'amorphe. De nombreux pics de diffraction sont visibles, caractéristiques des phases ou composés présents dans le matériau. Chaque pic ou ensemble de pics correspond à une phase cristalline présente dans l'échantillon cristallisé.

Les matériaux ferromagnétiques amorphes sont initialement à l'état brut, c'est à dire, l'état amorphe : configuration non cristalline, sans ordre. Par apport d'énergie thermique (chauffage), l'état amorphe se décompose progressivement en état cristallin. Les atomes ont suffisamment le temps et l'énergie pour s'arranger en une structure thermodynamiquement stable : c'est la phase de cristallisation. Dans notre cas d'étude, il faut à tout prix conserver la phase amorphe sinon les propriétés magnétiques, telles que les pertes à vide seront dégradées.

Pour identifier les composés, un logiciel d'identification de phases fourni avec le diffractomètre est utilisé. Voici le spectre de diffraction après analyse :

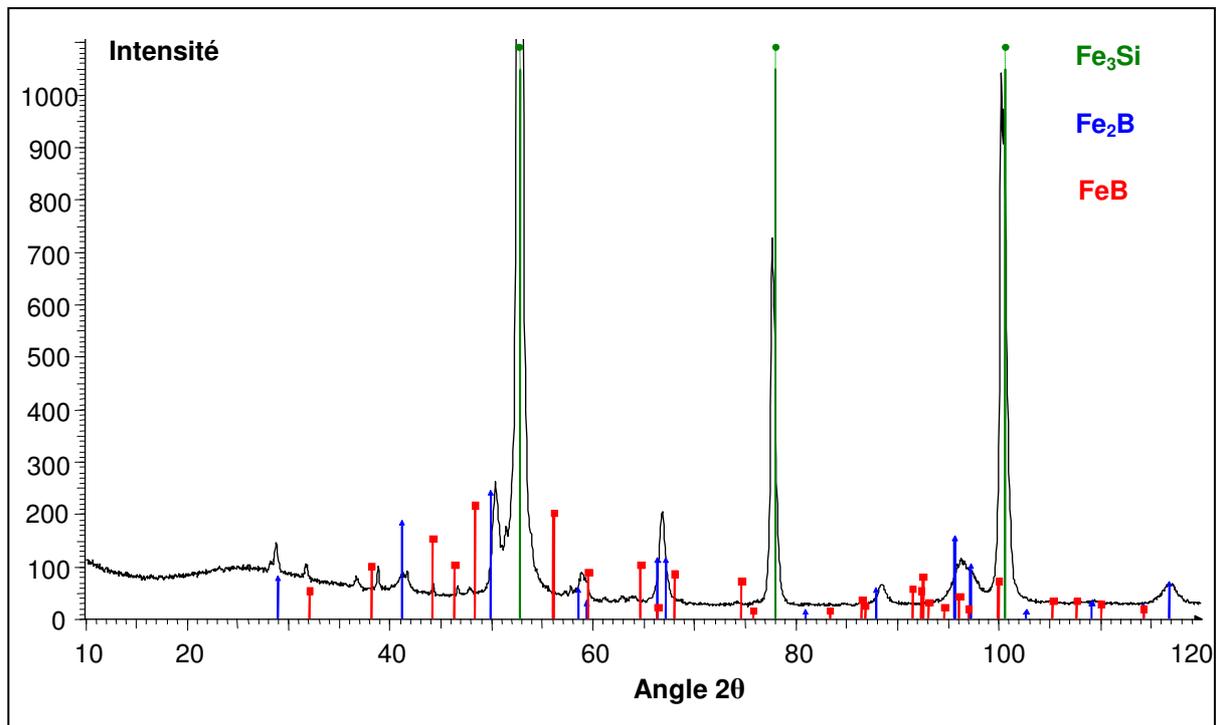


Figure 55 – Spectre de diffraction de SA1 cristallisé avec identification des phases

Les composés Fe_3Si , Fe_2B et FeB sont identifiés dans l'échantillon ayant complètement cristallisé. Par recherches bibliographiques, il est montré que la phase Fe_3Si se forme initialement en nanocristaux dans la matrice amorphe puis la phase amorphe restante se transforme en phase cristalline par croissance des cristaux Fe_3Si et, apparition des phases Fe_2B et FeB .

Le but d'avoir étudié un échantillon cristallisé était d'enregistrer les pics de diffraction caractéristiques à la cristallisation de SA1. Le spectre ci-dessus nous servira de référence pour comparer les spectres des échantillons SA1 analysés aux essais de compatibilité physico-chimique. La suite des études par DRX est d'évaluer l'état amorphe des rubans SA1, testés dans les huiles de transformateur.

Voir ci-après le diagramme contenant les spectres DRX de SA1 expérimentés dans Diala, Taurus et Agrilec :

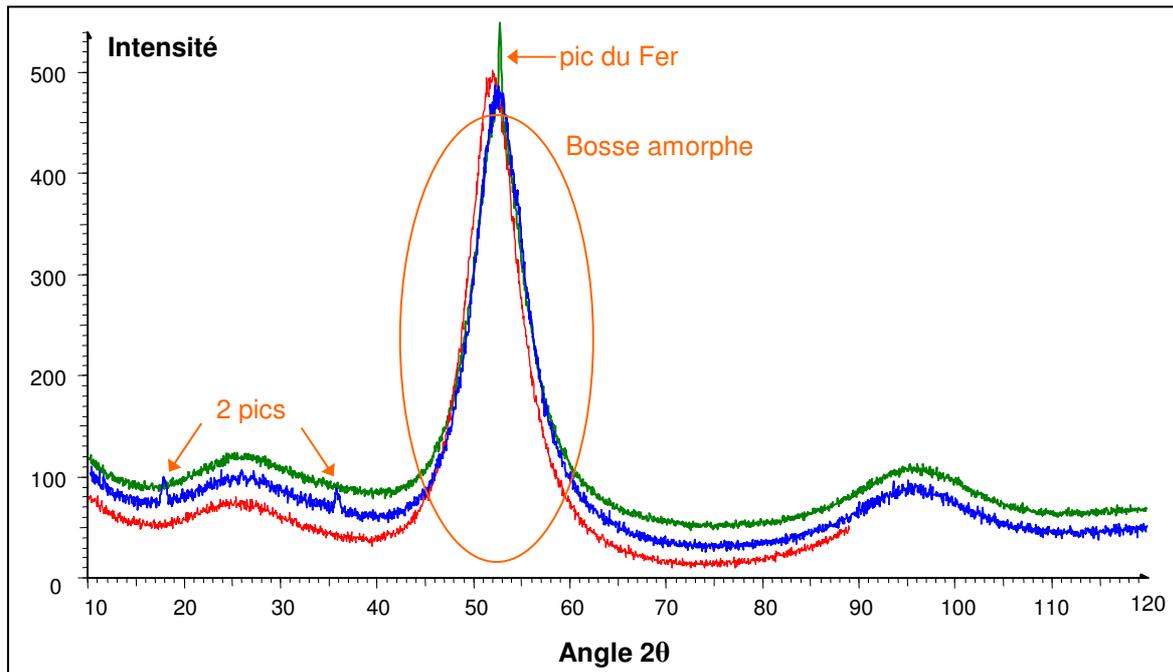


Figure 56– Spectres de diffraction de SA1 chauffés à 140°C pendant 580 heures dans : Diala – Taurus – Agrilec

N.B. : Les spectres de diffraction ont été ajustés en hauteur pour une meilleure lecture du diagramme.

La **Figure 56** représente les spectres de chaque échantillon SA1 chauffé à 140°C pendant 580 heures dans les huiles citées au-dessus. Tous les échantillons présentent la bosse caractéristique de la structure amorphe, révélée dans le ruban SA1 brut (**Figure 52**). Par comparaison avec le spectre précédent (**Figure 55**) d'un ruban cristallisé, il est clairement constaté que les échantillons trempés dans l'huile et ayant subi un chauffage extrême sont totalement amorphes. Cependant, 2 petits pics sont identifiés pour la référence d'huile Diala. Il a été précisé que le ruban trempé dans l'huile minérale présentait à sa surface des contrastes sous forme de dépôt de matière. Ces 2 pics ne correspondent à aucun des pics de diffraction de l'échantillon cristallisé. Donc les 2 pics enregistrés ici proviennent des résidus carbonés résultant de la carbonisation de l'huile due au chauffage intensif.

Il est important de citer que le ruban trempé dans Taurus présente un pic de diffraction typique du fer. Ce pic n'a strictement aucun rapport avec l'essai de compatibilité physico-chimique dans l'huile diélectrique. Parfois, il arrive qu'un ruban amorphe contienne des cristaux, produits par des impuretés sur la roue lors de la coulée. Il faut avoir aucune inquiétude vis à vis de ce pic car l'analyse chimique des huiles et la stabilité des propriétés ont bien montré qu'il n'y avait aucune dégradation du matériau amorphe.

Remarque : Seulement l'analyse par DRX de SA1 est présentée. Le comportement de HB1 est similaire à celui de SA1, c'est à dire, l'état amorphe est parfaitement conservé dans les échantillons testés dans les huiles (Voir **Annexe D** pour les spectres de HB1).

Résumé

- Les rubans bruts produits par Metglas sont amorphes.

Absence d'éléments des rubans amorphes dans les huiles après essai de compatibilité.

Stabilité des propriétés en températures de fonctionnement du transformateur.

Conservation de l'état amorphe des rubans SA1 après essai de compatibilité.



Très bonne compatibilité chimique des rubans amorphes avec les huiles isolantes.

3.3. Conclusions

Les essais conduits sur les matériaux amorphes avaient pour objectif l'analyse de la compatibilité physico-chimique entre les matériaux amorphes (SA1 et HB1) et les huiles isolantes.

L'étude de la compatibilité chimique a révélé que les propriétés magnétiques des matériaux amorphes sont stables dans le temps et que les huiles considérées n'ont aucun effet néfaste sur les matériaux SA1 et HB1. Le bilan d'analyse chimique des huiles après essai a montré l'absence d'éléments constitutifs des matériaux amorphes rejetant toute hypothèse d'une réaction chimique possible entre les matériaux amorphes et les huiles.

L'étude par DRX sur les rubans amorphes a montré que les produits issus de Metglas conservent parfaitement, même dans les conditions sévères, leur état amorphe. Par la diffraction des échantillons testés dans les essais de compatibilité physico-chimique, la conservation de la structure amorphe est vérifiée. Il a été prouvé que le dépôt de matière sur les surfaces des rubans analysés dans les huiles minérales provient essentiellement de la carbonisation des fluides isolants.

4. Vieillessement structural

4.1. Principe et Théorie

L'objectif de cette étude est d'évaluer le vieillissement structural des matériaux amorphes, c'est à dire, examiner le vieillissement pouvant se produire tout au long de la vie du transformateur dans les conditions de fonctionnement en réseau. Les transformateurs de distribution sont installés sur le réseau de ERDF au minimum pour 30 ans de service. Le principe de cette expérience consiste à vérifier si le matériau amorphe garde ses propriétés magnétiques pour 30 ans a minima.

Pour produire artificiellement des dégradations dans les matériaux amorphes, le facteur d'accélération est l'énergie thermique. Dans la plupart des métaux, la température est choisie comme variable car le vieillissement est majoritairement un phénomène activé thermiquement.

Pour valider l'emploi et la viabilité dans le temps des rubans amorphes dans les transformateurs, il faut mener un essai de vieillissement accéléré qui consiste à porter en température les échantillons sans générer de cristallisation.

Le champ magnétique à 50 Hz n'a aucune influence sur la structure des rubans amorphes car l'effet de la température importe sur l'influence du magnétisme, c'est à dire, la température affectera la structure du matériau bien avant les vibrations à 50 Hz. De ce fait, le choix de la température comme variable du vieillissement est approprié.

La loi classique souvent utilisée pour un vieillissement accéléré, lorsque la variable d'accélération est la température, est du type Arrhenius. Le modèle Arrhenius est exprimé par la relation suivante :

$$\ln(t) = A + E_a/k_B T$$

avec t, le temps

E_a , l'énergie d'activation

k_B , la constante de Boltzmann

En pratique, une propriété de référence est considérée (dans notre cas les pertes à une induction choisie) et une série d'échantillons traités à différentes températures d'essai et à différents temps de vieillissement est réalisée. Les courbes $\ln(t) = f(1/T)$ de tous les échantillons ayant la même valeur de référence seront tracées. Une droite sera obtenue dont la pente représente le rapport E_a/k_B . Avec la valeur de E_a , il est alors possible d'extrapoler les données pour des conditions normales en température et d'en déduire le temps caractéristique de vie du matériau amorphe. On considère qu'au delà de ce temps le matériau perd ses propriétés initiales par un amorçage de cristallisation.

4.2. Première série d'essais

4.2.1 Mode opératoire

Les rubans amorphes (Metglas® 2605SA1 et Metglas® 2605HB1) recuits préalablement ont été introduits dans un four à vide puis portés à la température voulue. Les échantillons seront prélevés 1 à 1 au cours du vieillissement à instants répartis. Les températures et temps de vieillissement souhaités sont :

- Echantillons : 2605SA1 recuit à 350°C pendant 5h et 2605HB1 recuit à 320°C pendant 5h
- Températures d'essai : 260, 280 et 300 °C
- Temps de vieillissement : 2, 3, 4, 7, 10 jours

4.2.2 Résultats

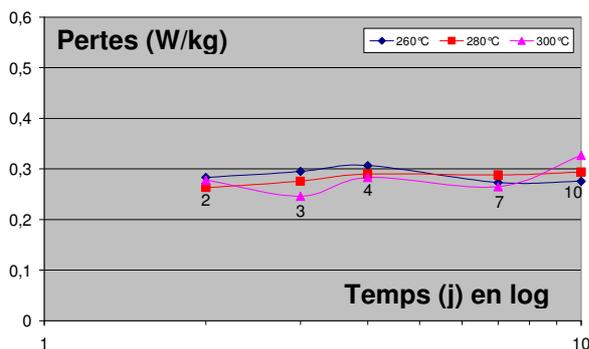
La référence considérée pour suivre l'évolution des pertes est une induction à 1,2 T-50 Hz. Les résultats (pertes en W/kg) de SA1 et HB1 sont reportés dans les tableaux ci-dessous :

SA1-1,2T	260 °C	280 °C	300 °C
2 jours	0,283	0,263	0,278
3 j	0,295	0,276	0,246
4 j	0,307	0,290	0,283
7 j	0,273	0,288	0,265
10 j	0,276	0,294	0,327

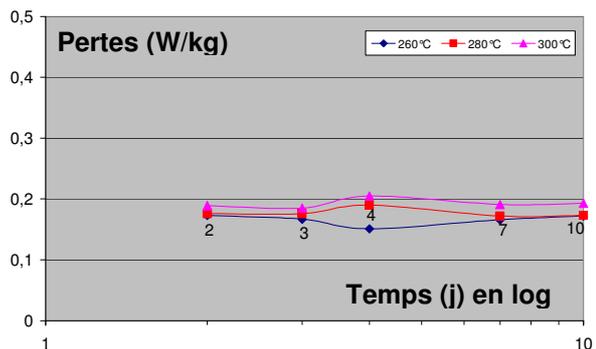
Tableau 18 – Pertes de SA1 à 1,2 T-50 Hz

HB1-1,2T	260 °C	280 °C	300 °C
2 j	0,173	0,176	0,189
3 j	0,167	0,176	0,185
4 j	0,151	0,190	0,205
7 j	0,166	0,172	0,191
10 j	0,172	0,173	0,193

Tableau 19 – Pertes de HB1 à 1,2 T-50 Hz



Graph 5 – Pertes de SA1 à 1,2 T-50 Hz



Graph 6 – Pertes de HB1 à 1,2 T-50 Hz

- Après une analyse des pertes, il est observé que les pertes sont toujours stables dans le temps aux températures étudiées. Pour les échantillons SA1, les pertes sont majoritairement dans l'intervalle [0.270-0.300 W/kg] et pour HB1 dans l'intervalle [0.160-0.190 W/kg]. Ces variations ne peuvent être considérées comme des variations dues à l'évolution de la structure amorphe. Si c'était le cas alors les pertes à 300°C seraient largement supérieures à celles de 260°C. Donc les variations détectées proviennent principalement des incertitudes de l'appareillage.
- D'après ces mesures, ces valeurs ne permettent pas l'extrapolation aux conditions de fonctionnement d'un transformateur. Les pertes sont stables même à 300°C, ce qui prouve que les matériaux amorphes conservent leur état structural à hautes températures. Bien que cette expérience ne nous ait pas permis d'extrapoler, les résultats confirment parfaitement les conclusions des essais de compatibilité : une stabilité évidente des propriétés magnétiques.
- Les conditions de vieillissement, bien qu'extrêmement sévères, ne permettent pas d'établir des équations d'extrapolation pour calculer la durée de vie du matériau amorphe aux conditions usuelles (70-80°C). La difficulté de cet essai est de déterminer le couple temps-température nécessaire pour affecter la stabilité de la phase amorphe.

Pour réaliser les calculs, il est possible de jouer sur deux paramètres : la durée et/ou la température d'essai. Dans notre cas d'étude, la température est le choix pertinent car elle est plus pratique à faire varier que d'allonger la durée d'essai.

Ci-dessous une gamme de température est représentée sur laquelle il est possible de travailler en vieillissement. Les essais ont été menés dans le domaine 260-300°C. Il a été montré que, dans cet intervalle, les propriétés (pertes magnétiques) sont encore stables.

La température de recuit pour SA1 est à 350°C et à 320°C pour HB1. Un vieillissement au-dessus de 400°C dégradera drastiquement les propriétés jusqu'à atteindre la cristallisation du matériau amorphe. Au delà de 400°C, l'essai n'a plus de sens car le vieillissement est réalisé dans la zone de destruction de la structure amorphe. Bien que la température de cristallisation soit à 510°C, une cristallisation peut avoir lieu à une valeur inférieure si la température est maintenue pendant plusieurs jours. Donc l'essai ne peut être réalisé à des températures supérieures à 400°C.



Figure 57 – Gamme de température étudiée

L'objectif du vieillissement est de générer un petit changement structural, visible sur la mesure des pertes, car les propriétés magnétiques sont sensibles à la structure atomique. Le but n'est pas d'atteindre la cristallisation car celle-ci représente une structure opposée à l'amorphe donc les propriétés varient de manière brusque entre phases amorphe et cristalline (**Figure 58**). Il serait très difficile d'extrapoler les résultats si le matériau amorphe devient cristallin pendant le vieillissement. L'intérêt est de se placer dans le domaine D' où la phase amorphe est conservée mais avec une structure atomique différente. En l'état actuel, les résultats mis en équation du vieillissement indiquent une durée de vie infinie des produits amorphes. Or, il est évident que ces matériaux possèdent une fin de vie d'où la nécessité de continuer les essais de vieillissement avec d'autres températures.

Avec l'expérience acquise, le domaine d'étude se limite à l'intervalle 300-400°C. Dans la suite, on se propose de poursuivre l'étude de vieillissement dans ce domaine. A l'issue de ce vieillissement, les pertes devraient varier. Dans ce cas, une extrapolation devient possible pour déterminer la durée de vie du matériau amorphe. Si aucune variation n'est détectée entre 300 et 350°C alors il faudra augmenter à nouveau les températures d'essai (350-400°C).

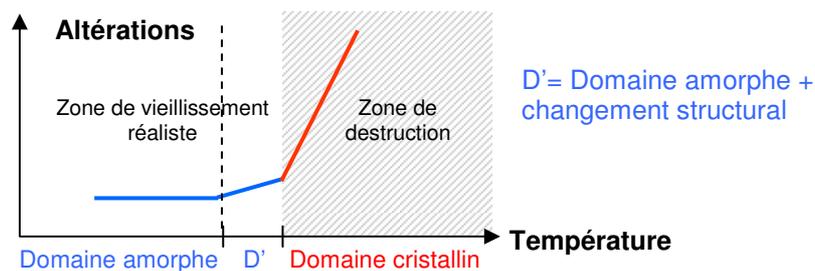


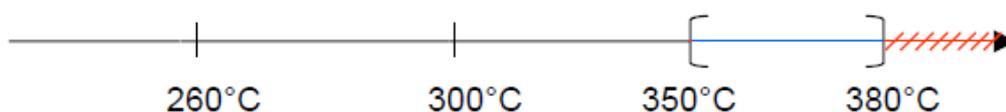
Figure 58 – Illustration schématique de l'altération des propriétés en fonction de la température

4.3. Seconde tentative d'essai

4.3.1 Mode opératoire

Précédemment, une étude a été réalisée aux températures comprises entre 260-300°C. Les résultats n'ont pas permis d'extrapoler la durée de vie des matériaux amorphes testés. Cette même tendance est détectée entre 300 et 350°C.

Finalement, la gamme de température devient très réduite :



Cette fois-ci, les températures d'essai ont été modifiées afin de pouvoir identifier un effet de vieillissement.

- Echantillons : 2605SA1 recuit à 350 °C pendant 5h et 2605HB1 recuit à 320 °C pendant 5h
- Températures d'essai : 350 à 380 °C
- Temps de vieillissement : 2, 3, 4, 7, 10 jours

4.3.2 Résultats

La référence considérée pour suivre l'évolution des pertes est l'induction à 1,2 T-50 Hz. Les résultats (pertes en W/kg) de SA1 et HB1 sont reportés dans les tableaux ci-dessous :

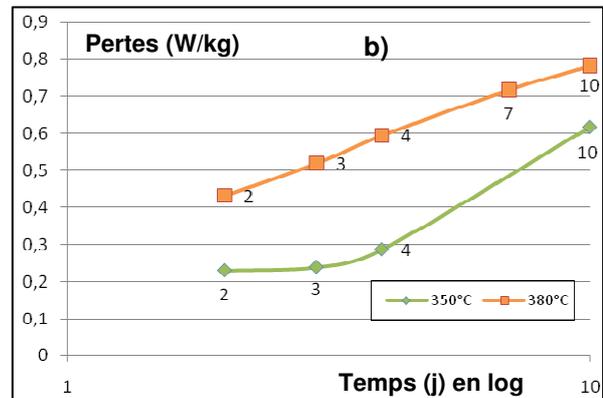
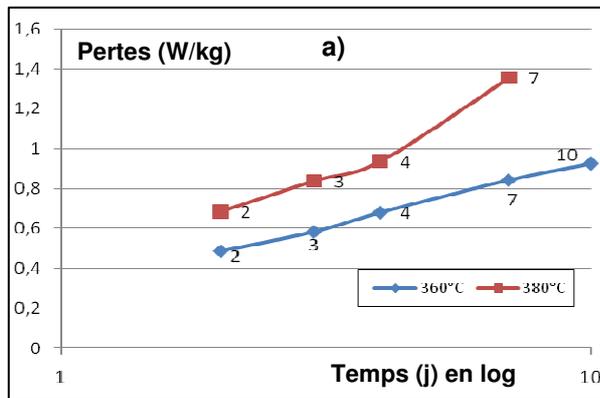
SA1-1,2 T	360 °C	380 °C
2 jours	0,489	0,685
3j	0,584	0,839
4j	0,680	0,937
7j	0,842	1,354
10j	0,925	3,538

Tableau 20 – Pertes de SA1 à 1,2 T-50 Hz

HB1-1,2 T	350 °C	380 °C
2j	0,230	0,433
3j	0,239	0,520
4j	0,287	0,595
7j	*	0,717
10j	0,617	0,782

Tableau 21 – Pertes de HB1 à 1,2 T-50 Hz

* Points non représentatifs



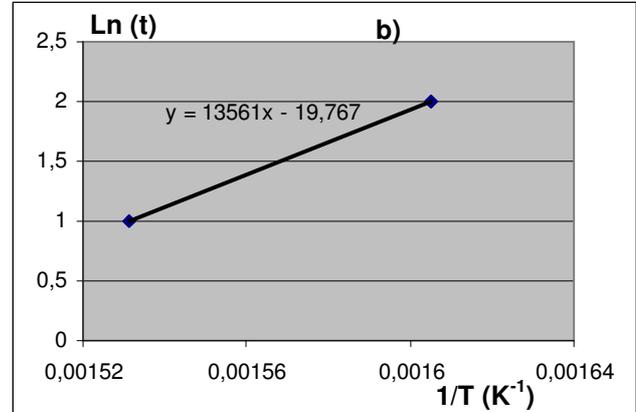
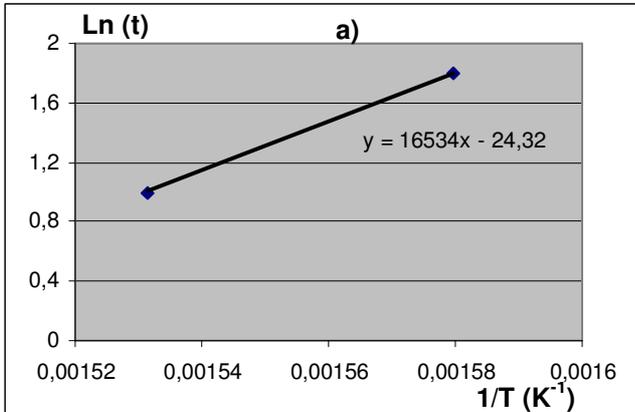
Graph 7 – Représentations graphiques des pertes de : a) SA1 et b) HB1

Pour continuer l'étude du vieillissement, il faut tracer les droites, dites d'Arrhenius, en considérant une propriété de référence. Dans notre cas, les pertes à induction et fréquence données semblent être un bon critère de référence.

Pour SA1, la valeur 0.800 W/kg et pour HB1, la valeur 0.500 W/kg sont fixés comme la propriété de référence. Maintenant, les données temps-température seront extraites aux points mentionnés ci-dessus puis seront tracées dans une courbe $\ln(t) = f(1/T)$.

2605SA1 – 0,800 W/kg	
t = 6 jours	T = 360 °C
t = 2,7 jours	T = 380 °C

2605HB1 – 0,500 W/kg	
t = 7,4 jours	T = 350 °C
t = 2,7 jours	T = 380 °C



Graph 8 – Courbes d'Arrhenius de : a) SA1 et b) HB1

L'équation d'Arrhenius s'écrit : $\text{Ln}(t) = A + Ea/k_B T$.

La pente de la droite donnée sur les graphiques correspond à Ea/k_B et l'ordonnée à l'origine au facteur pré-exponentiel.

Pour SA1, Ea/k_B et A sont 16534 et -24,32, et 13561 et -19,77 pour HB1. Une fois les valeurs extraites, il est possible d'extrapoler les données aux conditions normales de fonctionnement.

Dans les conditions de service maximales, un transformateur peut atteindre 140°C. En fait, la spécification ERDF indique que le maximum de température que devrait supporter le transformateur à 150% de charge est 140°C. Dans la mesure d'étudier le transformateur dans les conditions extrêmes, la valeur 150°C (423 K) a été retenue. Cette même valeur est retrouvée dans la littérature scientifique pour les études de vieillissement des matériaux amorphes. Connaissant Ea/k_B , A et T, une extrapolation peut être réalisée.

Metglas® 2605SA1

$$\text{Ln}(t) = A + Ea/k_B T = 16534/423 - 24,32 = 39,09 - 24,32 = 14,77$$

$$\leftrightarrow t = \exp(14,77) \approx 2597344 \text{ jours} \approx \mathbf{7100 \text{ ans}}$$

Metglas® 2605HB1

$$\text{Ln}(t) = A + Ea/k_B T = 13561/423 - 19,77 = 32,06 - 19,77 = 12,29$$

$$\leftrightarrow t = \exp(12,29) \approx 217510 \text{ jours} \approx \mathbf{600 \text{ ans}}$$

4.4. Discussions

Selon cette approche, les rubans auront perdu leurs propriétés magnétiques intéressantes au terme de 7100 ans pour Metglas® 2605SA1 et 600 ans pour Metglas® 2605HB1 à 150 °C. Ces valeurs sont nettement supérieures qu'à celles attendues.

Une étude de vieillissement similaire a été menée par le producteur Hitachi Metglas en 2008. Ces résultats ont été publiés dans le congrès CIRED [44]. Ces essais sont similaires à ceux menés au sein du laboratoire de SATIE, sauf que leurs essais ont été faits avec des temps et températures différents. Les durées de vie, au point de fonctionnement $T=150\text{ °C}$, sont 1500 et 550 ans pour 2605SA1 et 2605HB1 respectivement.

En comparant nos valeurs à celles calculées par Metglas, il est observé que les durées de vie extrapolées, à travers les deux essais, restent dans le même ordre de grandeur. La différence de chaque valeur peut être expliquée par le fait que le vieillissement n'a pas été réalisé dans les mêmes conditions expérimentales.

Dans la mesure d'affiner et confirmer nos résultats, deux essais ont été faits à 370 °C pour obtenir un 3^e point dans la courbe d'Arrhenius. Les résultats ont été peu concluants pendant la mesure des pertes. Il faut préciser tout de même que les essais sont longs et les variations de pertes sont faibles. Vu que la gamme de température est réduite (entre 350 et 380 °C) et que nos résultats corroborent assez bien avec ceux de Metglas, on peut conclure que les durées de vie extrapolées sont cohérentes.

Durées de vie estimées (EDF R&D – Cachan) :	SA1 → 7100 ans	HB1 → 600 ans
Durées de vie estimées (Metglas) :	SA1 → 1500 ans	HB1 → 550 ans

4.5. Conclusions

L'objectif des essais de vieillissement accéléré était d'évaluer la variation de pertes des rubans amorphes 2605SA1 et 2605HB1 pour pouvoir extrapoler la durée de vie des matériaux amorphes. Les essais ont été conduits à 260, 280 et 300°C. Les premiers résultats ont permis de montrer que les pertes magnétiques des matériaux amorphes testés sont extrêmement stables aux températures considérées. Il n'y a pas eu d'évolution suffisante dans les pertes pour prédire la durée de vie du matériau amorphe. Les conditions thermiques n'ont pas permis de produire un vieillissement notable. Ces matériaux amorphes sont extrêmement stables à hautes températures, bien au-dessus des températures de fonctionnement d'un transformateur.

La 2^e série d'essais, entre 350 et 380°C, a permis d'extrapoler la durée de vie des rubans amorphes. Finalement, des durées de vie de 7100 ans et 600 ans sont calculées pour les références 2605SA1 et 2605HB1.

Ces valeurs sont en partie retrouvées dans la littérature scientifique. Une étude similaire, faite par Hitachi Metglas, donne des durées de vie de 1500 et 550 ans pour 2605SA1 et 2605HB1 respectivement.

ETUDE SUR LES TRANSFORMATEURS AMORPHES

5. ETUDE DE LA TENUE AU COURT-CIRCUIT ET DU NIVEAU DE BRUIT DES TRANSFORMATEURS AMORPHES	112
5.1. PRESENTATION	112
5.2. PROPRIETES DES MATERIAUX ET BRUIT	113
5.2.1 <i>Origine du bruit</i>	113
5.2.2 <i>Relation entre le recuit et le bruit du noyau</i>	114
5.2.3 <i>Relation entre l'induction et le bruit</i>	114
5.3. CONCLUSION INTERMEDIAIRE SUR LE BRUIT	115
5.4. MESURE DU BRUIT	116
5.4.1 <i>Mesure de bruit normalisée</i>	117
5.4.1.1 Cas du transformateur amorphe 250 kVA	117
5.4.1.2 Cas du transformateur amorphe 400 kVA	118
5.4.2 <i>Signature sonore spectrale des appareils</i>	118
5.4.2.1 Cas du transformateur amorphe 250 kVA	118
5.4.2.2 Cas du transformateur amorphe 400 kVA	119
5.4.2.3 Explications sur les émergences spectrales	119
5.5. ESSAIS DE TENUE AUX COURANTS DE COURT-CIRCUIT	124
5.5.1 <i>Aspects normatifs et spécification</i>	124
5.5.2 <i>Calcul des courants de court-circuit</i>	124
5.5.3 <i>Calcul des efforts et localisation des contraintes</i>	126
5.5.3.1 Calcul des efforts	126
5.5.3.2 Illustration des déformations engendrées	128
5.5.4 <i>Résultats des essais de court-circuit</i>	128
5.5.5 <i>Incidence du critère Bruit sur la tenue au court-circuit</i>	130
5.5.6 <i>Retour d'expérience</i>	131
5.5.7 <i>Conséquences d'un défaut de tenue au courant de court-circuit</i>	135
5.6. CONCLUSIONS	136
 6. ETUDE ECONOMIQUE PAR CAPITALISATION DES PERTES	 137

5. Etude de la tenue au court-circuit et du niveau de bruit des transformateurs amorphes

5.1. Présentation

La norme internationale CEI et la spécification ERDF réclament aux constructeurs des produits satisfaisants à la tenue aux courants de court-circuit et à un niveau de bruit fixé selon les puissances.

Bien que n'étant pas des sources sonores très puissantes, les postes de transformation fonctionnant en permanence placés près des zones habitées, voire à l'intérieur même d'immeubles, peuvent être audibles et éventuellement gênants dans la période la plus calme de la nuit. C'est dans cet objectif que les mesures de bruit et d'émergence spectrale sont réalisées avant que les matériels soient exploités. Les essais de mesure de bruit sont effectués selon la norme CEI 60076-10-1.

La mise en contact de points à potentiels différents est appelée court-circuit. Dans le cas des réseaux triphasés de transport d'énergie électrique, trois types de courts-circuits peuvent survenir :

- triphasé : 3 phases sont mises simultanément en contact, c'est le cas, par exemple, d'une branche qui tombe sur la ligne aérienne et se couche sur les trois conducteurs
- biphasé : 2 phases seulement sont en contact, c'est le cas de la présence de givre sur les conducteurs entraînant leur contact
- monophasé : mise à la terre de la phase concernée

Les réseaux BT aériens et souterrains sont constitués de $\frac{1}{4}$ de conducteurs nus (plus de 100 000 km) et de $\frac{3}{4}$ de câbles torsadés isolés.

Dans le cas des conducteurs nus, le principal risque de court-circuit est le contact accidentel des conducteurs entre eux. Dans le cas des câbles torsadés, les travaux BTP (pelleteuse, aménagement d'un tramway, installation de fibres optiques...) représentent un risque élevé de court-circuit.

Les phénomènes de court-circuit BT ne sont pas négligeables compte tenu de la présence de conducteurs nus et du nombre de travaux BTP abîmant les réseaux souterrains, d'où la nécessité de tester la bonne tenue aux courts-circuits des transformateurs par des essais de qualification. Ces essais ont été réalisés selon la norme CEI 60076-5 :2000 et la spécification d'entreprise HN 52-S-27.

5.2. Propriétés des matériaux et bruit

5.2.1 Origine du bruit

Les transformateurs en service émettent un bruit caractéristique, susceptible de causer une nuisance dans l'environnement immédiat. Plusieurs phénomènes contribuent au bruit d'un transformateur amorphe :

- Origine électrodynamique : c'est le bruit issu de la vibration des bobines sous l'effet de l'excitation. La fréquence est centrée sur 100 Hz, à ceci viennent s'ajouter les harmoniques.
- Origine magnétostatique : bruit causé par les entrefers des noyaux magnétiques au niveau de leur fermeture. Le noyau amorphe est fermé par entrelacement des paquets de rubans, comme le montre la **Figure 59**. Les vibrations de ces entrefers contribuent en partie à l'intensité sonore du transformateur.



Figure 59 – Entrefer dans un noyau magnétique amorphe

- Origine magnétostrictive : sous l'effet des variations de l'induction magnétique, les rubans amorphes subissent un allongement ou raccourcissement périodique, dont l'amplitude est de l'ordre du micron par mètre.
- Conception : le bruit est aussi très fortement dépendant des étapes de construction (géométrie, niveau de serrage...)

Un recuit sous champ longitudinal a pour effet de diminuer la magnétostriction. Ce recuit est réalisé pour induire une anisotropie uniaxiale afin d'orienter les domaines magnétiques dans le sens du flux.

Les origines citées au-dessus sont les principales sources de bruit d'un transformateur. Par contre, il est difficile de discerner lequel contribue majoritairement.

Par ailleurs, les différents éléments du transformateur sont susceptibles d'entrer en vibration. Le bruit est transmis de la partie active à la cuve soit par conduction directe aux points de liaison, soit à travers l'huile et les isolants. La cuve et les ailettes rayonnent ensuite l'énergie sonore dans l'air ambiant.

Le bruit d'un transformateur n'est pas un thème assez abordé dans la littérature. Les ouvrages traitant l'intensité sonore du transformateur précisent les normes et les méthodes de mesure sans expliquer les origines et les phénomènes liés.

5.2.2 Relation entre le recuit et le bruit du noyau

Le fabricant de ruban amorphe indique que le recuit a une légère influence sur la magnétostriction, une des origines du bruit. Ces différents aspects sont confirmés et développés dans [45]. Dans cet article, les auteurs ont évalué le bruit des noyaux amorphes en fonction de la température de recuit.

Il est observé qu'un noyau amorphe SA1 possède un niveau acoustique inférieur s'il est recuit à 350°C qu'à 320°C. Cette tendance s'inverse à partir de 1,4 T. Ceci n'est pas un problème car les transformateurs amorphes fonctionnent en moyenne à une induction entre 1,15 et 1,3 T. Cette même remarque peut être réitérée pour HB1, pour lequel un recuit à 330°C est optimum, au lieu de 300°C.

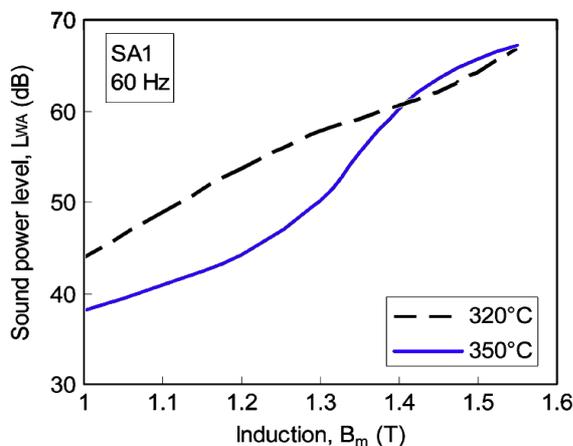


Figure 60 – Influence de la température de recuit sur le bruit pour SA1 [45]

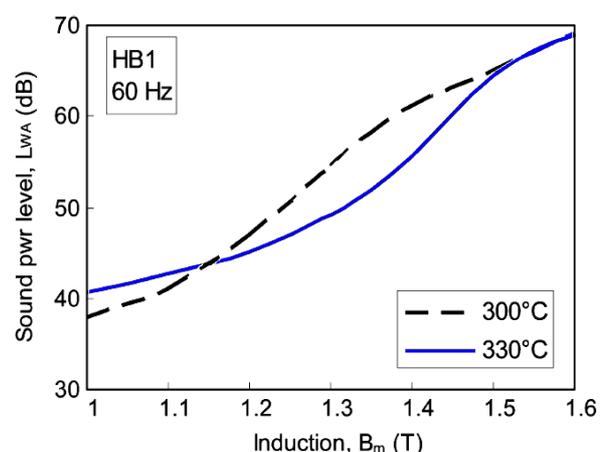


Figure 61 – Influence de la température de recuit sur le bruit pour HB1 [45]

5.2.3 Relation entre l'induction et le bruit

De façon succincte, le bruit d'un transformateur est généré par l'induction de la partie active composée du noyau magnétique et des enroulements. Le bruit est généré aux entrefers où le flux magnétique traverse des matériaux de perméabilité différente (air et ruban). Les enroulements transmettent aussi des vibrations au noyau par couplage mécanique. Toutes ces vibrations sont ensuite transmises au couvercle auquel est suspendue la partie active

puis transmises à la cuve. Une partie de la vibration est aussi véhiculée par le fluide diélectrique directement entre la partie active et la cuve.

Le graphique suivant illustre l'influence de l'induction sur la puissance acoustique d'un noyau fabriqué à partir de tôles à GO M3, de ruban SA1 et de ruban HB1, tous mis en comparaison.

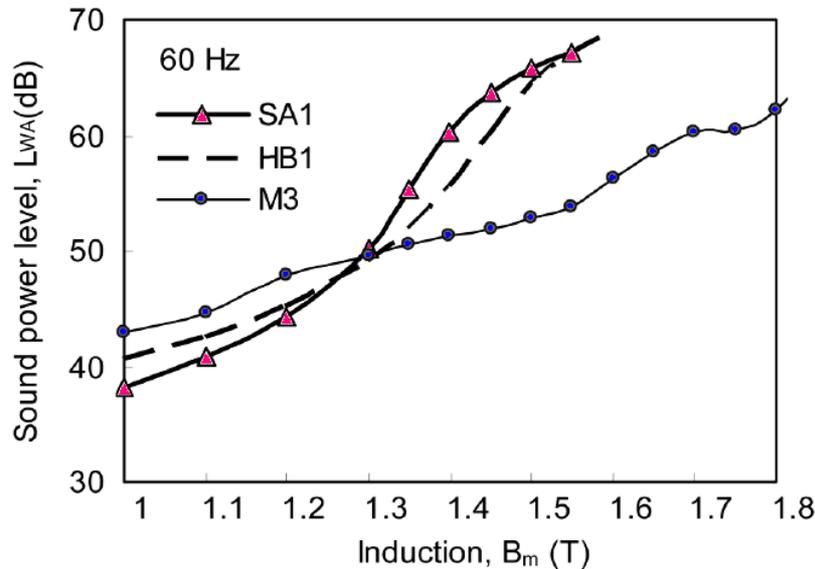


Figure 62 – Influence de l'induction sur la puissance acoustique des noyaux conçus à partir de SA1, HB1 et tôle à GO (M3) [45]

5.3. Conclusion intermédiaire sur le bruit

Si les constructeurs souhaitent développer des transformateurs amorphes optimisés d'un point de vue du niveau de bruit, il faut qu'en amont le niveau d'induction ou le point de fonctionnement de l'appareil soit défini. Après cette première approche de la conception, le constructeur commandera des noyaux qui auront été recuits suivant un procédé de recuit favorisant le bruit à l'induction calculée. En fonction de la température de recuit, il est possible d'influencer le niveau de bruit. En comparant les courbes des matériaux SA1 et HB1, on constate que pour un niveau d'induction inférieur à 1,25 T les deux matériaux (SA1 et HB1) ont sensiblement le même niveau de puissance acoustique. La différence est plus marquée au dessus de 1,3 T où le HB1 est moins bruyant que le SA1. Au delà de 1,3 T, les noyaux construits à partir des matériaux amorphes SA1 et HB1 seront de toute façon plus bruyants que les noyaux élaborés à partir de tôles à GO. La différence est sensible avec 12 à 14 dBA, selon les travaux réalisés par les chercheurs de Hitachi Metglas.

Pour des transformateurs amorphes raisonnablement bruyants, c'est à dire respectant la spécification ERDF, le niveau d'induction doit être compris entre 1,05 T et 1,25 T. La gamme de fonctionnement étant somme toute assez restreinte, les constructeurs devront faire appel à des sections de noyaux assez différentes pour satisfaire les exigences. La standardisation des concepts doit être privilégiée pour rationaliser l'éventail des noyaux et des solutions techniques. Avec les niveaux d'induction décrits précédemment, les niveaux de bruit devraient pouvoir se situer entre la classe B₀ et la classe C₀, toutes puissances confondues.

Comme les pertes à vide évoluent dans le même sens que le bruit, réduire le bruit permet aussi de réduire les pertes à vide, elles-mêmes déjà très réduites par rapport aux tôles à GO.

Pour des conceptions très soignées en terme de niveau de bruit très réduit, le niveau de pertes à vide pourrait être réduit à A₀/3. En contrepartie les appareils seraient très volumineux et lourds et par conséquent assez coûteux et plus long à amortir.

- **Les conditions de recuit des noyaux amorphes peuvent influencer le futur niveau de bruit du transformateur. Pour réduire le bruit, la température de recuit doit être bien choisie.**
- **Le niveau d'induction conditionne le niveau de bruit du transformateur.**
- **Le niveau de bruit des noyaux amorphes est supérieur à celui des tôles Fe-Si à partir de 1,3 T.**
- **Le bruit émis par le transformateur est aussi dépendant des étapes de construction.**

5.4. Mesure du bruit

Dans le cas des transformateurs, qu'ils soient conventionnels ou à noyaux amorphes, le bruit mesuré est pondéré suivant le filtre A correspondant à la courbe de sensibilité de l'oreille humaine. Les fréquences basses et moyennes sont privilégiées. La mesure de bruit s'établit sur la base de la puissance acoustique pondérée mesurée en dB(A), conformément à la spécification et la norme CEI 60076-5.

De façon complémentaire, il a été réalisé un relevé de la signature sonore spectrale des appareils amorphes en essais. Les appareils disponibles étaient les produits 250 et 400 kVA. La signature sonore spectrale est intéressante pour révéler le profil d'émission sonore d'un appareil. Dans le cas des transformateurs, il importe de vérifier que l'appareil ne génère pas d'émergence particulière. Cette mesure n'est pas imposée par la spécification mais a été réalisée à titre d'investigation.

5.4.1 Mesure de bruit normalisée

La mesure de bruit d'un transformateur s'exprime par la mesure de la puissance acoustique en décibel (A) dB(A). La pondération A est propre à la sensibilité de l'oreille humaine. Ces mesures doivent être effectuées à 0,30 mètre autour de l'appareil puis moyennées. Les mesures sur les deux appareils (250 et 400 kVA) ont été faites au LME.



Figure 63 – Vue d'un appareil en chambre insonorisée

5.4.1.1 Cas du transformateur amorphe 250 kVA

La valeur finale du niveau sonore est déterminée à partir de mesures faites autour du transformateur en différents points, comme l'indique la **Figure 64**.

Le niveau de bruit global de cet appareil est de 47,9 dBA* alors que l'exigence initiale de ERDF était de 50 dBA correspondant à une classe B₀ de la EN 50464-1.

Compte tenu de la valeur 47,9 dBA, ce prototype est conforme à la classe de bruit A₀.

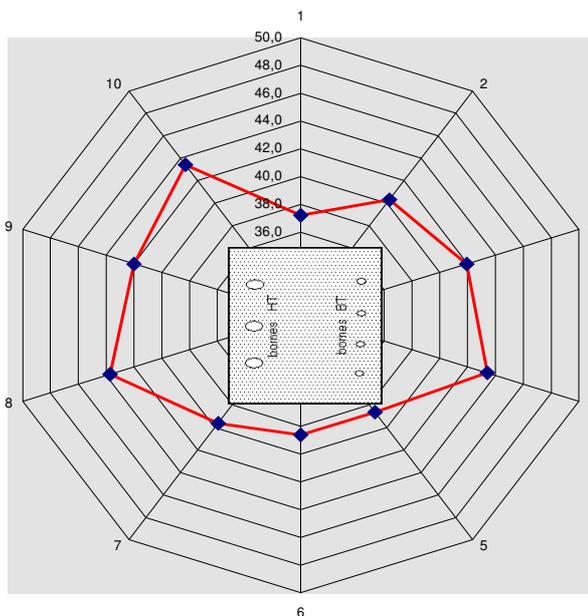


Figure 64 – Puissance acoustique d'un prototype 250 kVA à différents points de mesure

* Les valeurs de bruit données sur le graphique à différents points ne sont pas affectées d'un coefficient de pondération A, d'où une différence avec la valeur moyenne. Idem pour le 400 kVA.

5.4.1.2 Cas du transformateur amorphe 400 kVA

Le niveau de bruit global de cet appareil est de 48,9 dBA alors que l'exigence initiale de ERDF était fixée à 53 dBA (B_0) selon la EN 50464-1.

Compte tenu de la valeur mesurée, ce prototype est conforme avec la classe de bruit A_0 .

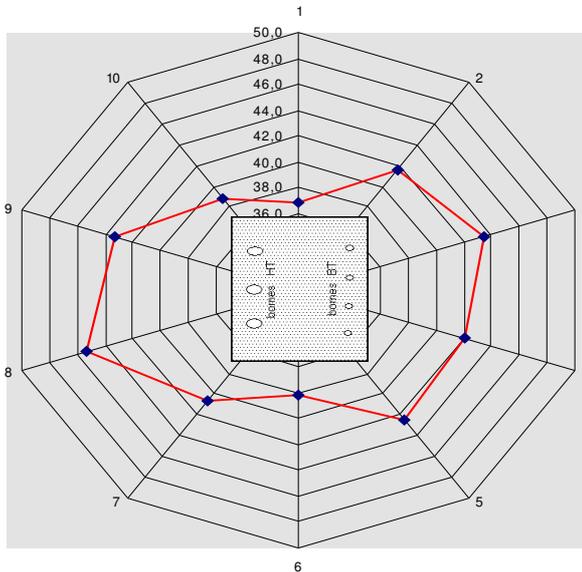


Figure 65 – Puissance acoustique d'un prototype 400 kVA à différents points de mesure

Pour les deux appareils, il est observé que le maximum de la puissance acoustique est généré sur les plus grandes faces, au niveau des bornes HT et BT.

5.4.2 Signature sonore spectrale des appareils

Le principe de la mesure sonore spectrale consiste à balayer les faces du transformateur sous tension à l'aide d'un sonomètre. La signature sonore spectrale est ainsi tracée par un ordinateur connecté au sonomètre. La particularité de cette technique, par rapport à celle utilisée précédemment, réside dans le fait qu'elle donne les émergences à différentes fréquences.

5.4.2.1 Cas du transformateur amorphe 250 kVA

La signature sonore spectrale est tracée ci dessous :

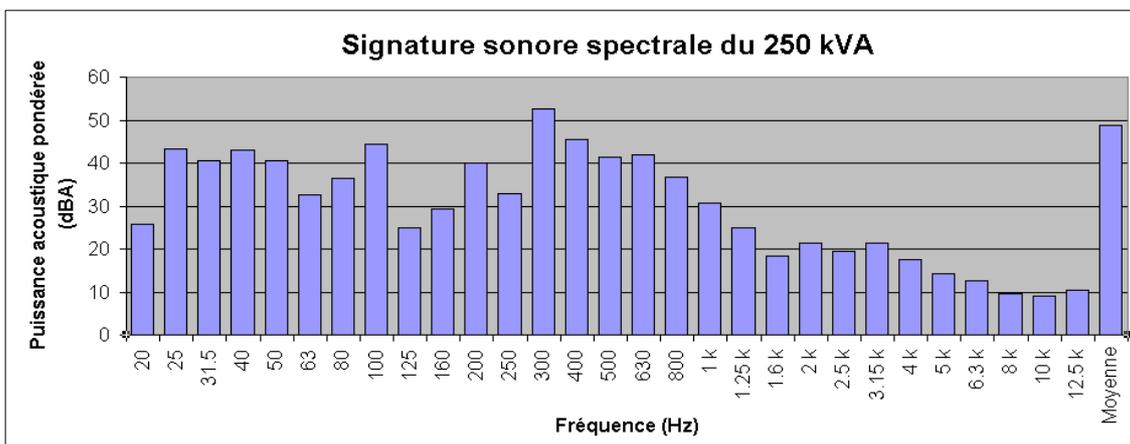


Figure 66 – Signature sonore spectrale d'un prototype 250 kVA

On constate que l'appareil respecte la spécification avec une puissance acoustique moyenne de 48,7 dBA. De façon assez particulière, l'appareil émet un peu plus de bruit sur la fréquence 300 Hz en atteignant 52 dBA. L'origine de cette singularité sera expliquée ultérieurement.

5.4.2.2 Cas du transformateur amorphe 400 kVA

La signature sonore spectrale est réalisée à l'aide d'un sonomètre.

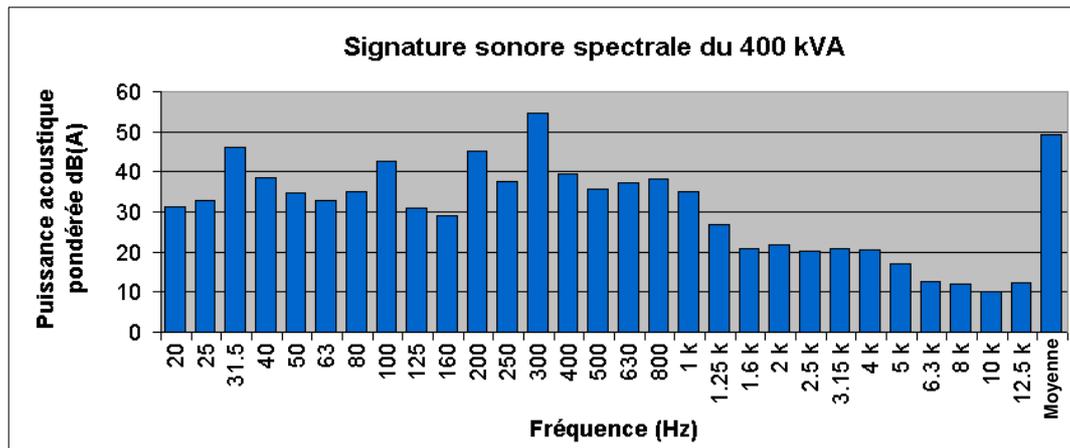


Figure 67 – Signature sonore spectrale d'un prototype 400 kVA

On constate que l'appareil dispose d'un profil sonore relativement homogène avec une particularité calée sur la fréquence 300 Hz dont la puissance atteint 54 dBA. La moyenne s'établit à 49,3 dBA conforme aux spécifications et de classe B₀ (valeur maximale de 53 dBA).

- | | | |
|------------------------------------|----------|----------|
| - Niveaux de bruit des appareils : | 250 kVA | 400 kVA |
| Mesure normalisée | 47,9 dBA | 48,9 dBA |
| Signature spectrale | 48,7 dBA | 49,3 dBA |
- Par la mesure de bruit normalisée et la signature sonore spectrale, il est montré que les deux appareils sont conformes aux spécifications de ERDF.
 - Les valeurs de bruit mesurées par ces deux méthodes sont comparables.

5.4.2.3 Explications sur les émergences spectrales

Depuis 2 ans, la nouvelle réglementation de la protection du voisinage tient compte de l'émergence spectrale, c'est à dire, les appareils doivent posséder non seulement un niveau sonore inférieur au seuil imposé mais ne doivent pas dépasser un certain niveau de bruit aux heures définies. En effet, les postes de distribution entrent dans le cadre d'application du décret n° 45-408 du 18 avril 1995 mais pas le transformateur lui-même. Une émergence à une fréquence donnée n'est pas rédhibitoire car les transformateurs sont installés dans leur poste et le bruit de l'appareil est ainsi atténué.

Le pic à 31,5 Hz est attendu car il représente le bruit de fond. Dans les deux cas, des émergences spectrales particulières sont identifiées aux fréquences 100, 200 et 300 Hz respectivement. Le pic à 300 Hz est assez étrange car le niveau sonore dépasse la puissance acoustique globale de l'appareil.

Il a été expliqué que le phénomène du bruit provenait du noyau magnétique amorphe (force magnétostatique et magnétostrictive) et des bobines (force électrodynamique). Donc les émergences à 100, 200 et 300 Hz sont produites soit par le noyau, soit par les bobines ou les deux.

La force magnétostatique F_{ms} est déduite en égalisant l'énergie électromagnétique E_m stockée au travail W_m fourni [46]:

$$\left. \begin{aligned} W_m &= F \cdot l \\ E_m &= \frac{B^2}{2\mu_0} \end{aligned} \right\} F_{ms} \propto B^2$$

Le flux dans le circuit magnétique excité en courant alternatif est sinusoïdal. L'induction magnétique B , étant proportionnelle au flux, s'exprime de la façon suivante:

$$B = B_{max} \cdot \sin \omega t$$

$$F_{ms} \propto B^2 = B_{max}^2 \cdot \sin^2 \omega t = (B_{max}^2/2) \times [1 - \cos(2\omega t)]$$

On voit que la force F_{ms} , origine du bruit des noyaux, varie proportionnellement au carré de l'induction à une fréquence double (100 Hz).

Donc le pic mesuré à 100 Hz sur les deux appareils est sans doute le bruit émis par les noyaux magnétiques.

Les forces électrodynamiques $F_{él}$ (force d'Ampère) sont proportionnelles aux intensités des enroulements BT et HT :

$$F_{él,12} \propto I_1 I_2$$

Le courant dans les enroulements est en pratique rarement sinusoïdal (non linéaire). Son expression est donnée à partir d'un développement en série de Fourier :

$$I(t) = \langle I \rangle + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cdot \cos(n \omega t) + b_n \cdot \sin(n \omega t)$$

En admettant que $\langle I \rangle = 0$ et que la fonction $I(t)$ est paire ($a_n=0$), l'expression simplifiée du courant est :

$$I(t) = \sum_{n=1}^{\infty} b_n \cdot \sin(n \omega t)$$

$$I_i(t) \times I_j(t) = \sum_{n=1}^{\infty} b_n^2 \cdot \sin^2(n \omega t) = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{b_n^2}{2} \cdot (1 - \cos(2n \omega t))$$

Le courant présente la symétrie par rapport à la demi-période. En conséquence, les coefficients b_{2k} sont nuls et il ne subsistera que des harmoniques de rangs impairs (habituellement rencontrés en électrotechnique).

$$I_1(t) \times I_2(t) = \frac{b_1^2}{2} \cdot (1 - \cos(2\omega t)) + \frac{b_3^2}{2} \cdot (1 - \cos(6\omega t)) + \frac{b_5^2}{2} \cdot (1 - \cos(10\omega t)) \quad 1^*$$

D'après la relation ci-dessus, il est montré que les efforts électrodynamiques (origine du bruit des bobines) sont proportionnels à b_n^2 aux fréquences $2k \cdot 50$ Hz (avec k impair).

Les pics singuliers mesurés à 100 et 300 Hz sur les deux appareils sont sans doute le bruit émis par les bobines.

Les bruits émis par le noyau et les bobines sont mesurés à 100 Hz.

Le bruit émis par les bobines est aussi mesuré aux harmoniques 3 et 5, 300 et 500 Hz.

Les pics détectés aux fréquences 200, 400 Hz etc. sont éventuellement les bruits émis par les différents éléments du transformateur (ailettes, cuve...) susceptibles de rentrer en résonance.

D'une manière générale, un transformateur amorphe émet un bruit supérieur à celui d'un transformateur conventionnel. Ceci est dû au fait que les noyaux amorphes ont une moins bonne compacité que les noyaux Fe-Si.

Des études de signature spectrale effectuées sur des transformateurs amorphes par un constructeur confirment l'émergence spectrale du bruit aux fréquences harmoniques (100, 200, 300 Hz...) Une valeur de bruit importante est mesurée à 300 Hz comme précédemment.

* Pour des raisons de simplification, seules les harmoniques de rang 3 et 5 ont été prises en compte. L'étude peut être aussi menée aux rangs supérieurs jusqu'à 11.

Ci-après une courbe d'émergence spectrale réalisée sur un matériel 400 kVA par un constructeur :

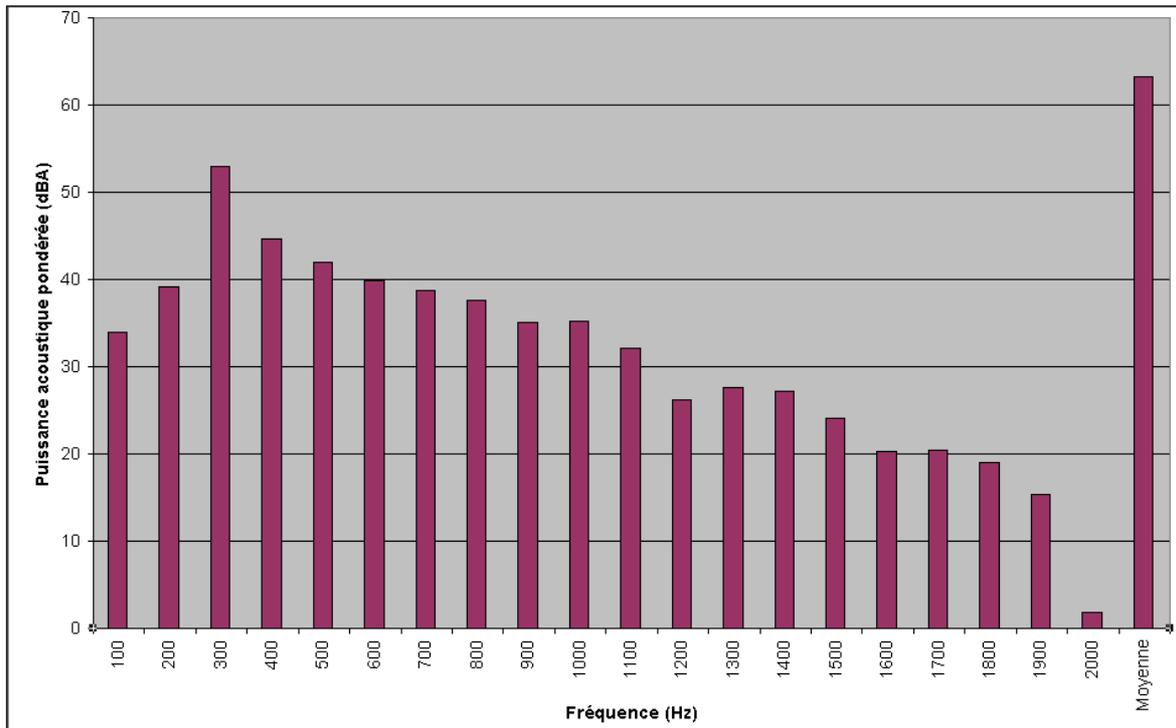


Figure 68 – Signature sonore spectrale d'un transformateur amorphe 400 kVA

Dans le graphique ci-dessus, un pic à 300 Hz est détecté, de plus on retrouve les fréquences harmoniques rencontrées précédemment (100, 200, 400 Hz...) Donc les résultats de la signature spectrale, réalisée au sein de EDF R&D, sont corrects et concluants sur l'aspect bruit des transformateurs amorphes.

Dans un transformateur conventionnel, les bobines sont cylindriques où les efforts sont uniformément répartis. Dans le cas d'un transformateur amorphe, les bobines prennent la forme rectangulaire pour accommoder la forme des noyaux magnétiques. Dans une telle configuration les efforts électrodynamiques ne sont plus homogènes.

Des émergences de bruit aux fréquences harmoniques peuvent-elles être expliquées par la forme particulière des bobines dans un transformateur amorphe ?

La forme des enroulements BT et HT n'influe pas l'aspect acoustique des matériels amorphes. Pour démontrer ceci, voici une signature spectrale réalisée sur un transformateur conventionnel 1000 kVA :

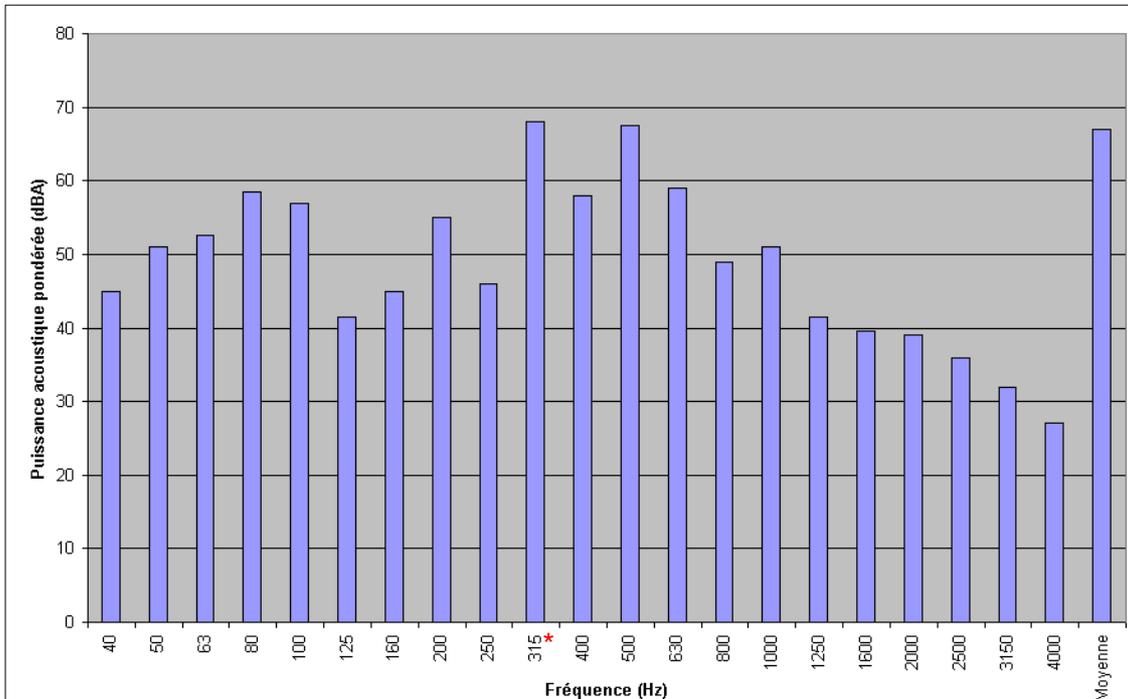


Figure 69 – Signature sonore spectrale d'un transformateur conventionnel 1000 kVA

On retrouve de façon identique des émergences aux fréquences harmoniques comme pour un transformateur amorphe. Les pics 100, 200, 300 et 500 Hz sont également identifiés.

Après une comparaison entre les signatures spectrales des transformateurs amorphe et conventionnel, les conclusions sont :

- L'émergence spectrale à 300 Hz est importante dans tous les cas.
- Les pics aux fréquences harmoniques sont présents dans les deux types de transformateur.
- La puissance acoustique des bobines est majoritaire par rapport au bruit généré par le noyau lui-même.

* La valeur 315 Hz est incorrecte car celle-ci ne correspond à aucune harmonique. Pendant l'analyse numérique de la signature spectrale, en affinant le domaine [200-400 Hz], la valeur 300 Hz peut être aperçue.

5.5. Essais de tenue aux courants de court-circuit

Le court-circuit franc triphasé est un phénomène violent appliqué sur la partie active du transformateur. Les courants atteignent des valeurs importantes.

Conformément à notre spécification, l'essai de court-circuit exige de réaliser 3 tirs par bobinage soit 9 tirs. En pratique, la tension est appliquée sur la bobine A au moment où le signal est le plus fort. L'essai se répète ainsi sur les 3 bobines en prenant soin d'appliquer la tension correspondant à la phase testée à son maximum.

5.5.1 Aspects normatifs et spécification

La CEI 60076-5 :2000 précise que pour les transformateurs équipés de bobines concentriques non circulaires, la variation de l'inductance ne doit pas excéder 7,5%. Cette valeur peut être réduite en accord avec le fabricant et l'acheteur sans pour autant être inférieure à 4%.

En revanche, la spécification ERDF référencée HN 52-S-27 exige que la variation d'inductance $\Delta L/L$ reste inférieure à 4%. Appliquée aux transformateurs amorphes, cette exigence est très contraignante pour les constructeurs. L'ensemble noyau et bobinage doit être comprimé et la structure très rigide. Cette démarche est un gage de stabilité et tenue dans le temps des appareils face aux courts-circuits probables sur le réseau.

5.5.2 Calcul des courants de court-circuit

Un exemple de calcul de courant de court-circuit est donné ci-dessous :

Données d'entrée :

$S = 400 \text{ kVA}$

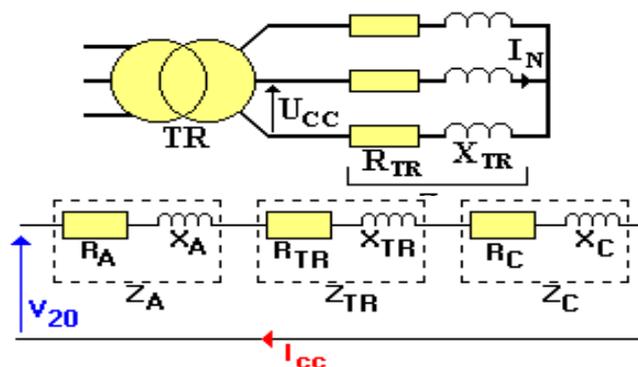
$U_{cc} : 4\%$

$U_{prim.} : 20 \text{ kV}$

$U_{sec.} : 410 \text{ V}$

$P_k = 4600 \text{ W}$

$I_n = 563 \text{ A}$



U_{cc} est la tension réduite nécessaire à l'établissement du courant nominal coté BT. Dans notre cas, le transformateur est alimenté coté HT avec la BT en court-circuit mais sous tension réduite.

Expression des composantes Z, X, R

Z, X, R sont respectivement l'impédance totale équivalente triphasée, l'inductance équivalente, la résistance équivalente pour un modèle triphasé.

$$Z_{tr} = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U_{sec.}}{\sqrt{3} \times I_n}$$

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2}$$

$$R_{tr} = \frac{Pk}{3 * I_n^2}$$

$$I_{cc} = \frac{V_{20}}{Z_{Totale}} = \frac{U_{20}}{\sqrt{3} \sqrt{\Sigma R^2 + \Sigma X^2}}$$

Puissance S (kVA)	160	250	400	1000
I _{cc} (kA)	5,6	8,8	14	35,2

Tableau 22 – Calcul des courants de court-circuit selon les puissances

Typiquement pour un transformateur de 400 kVA, le courant de court-circuit atteint 14 kA.

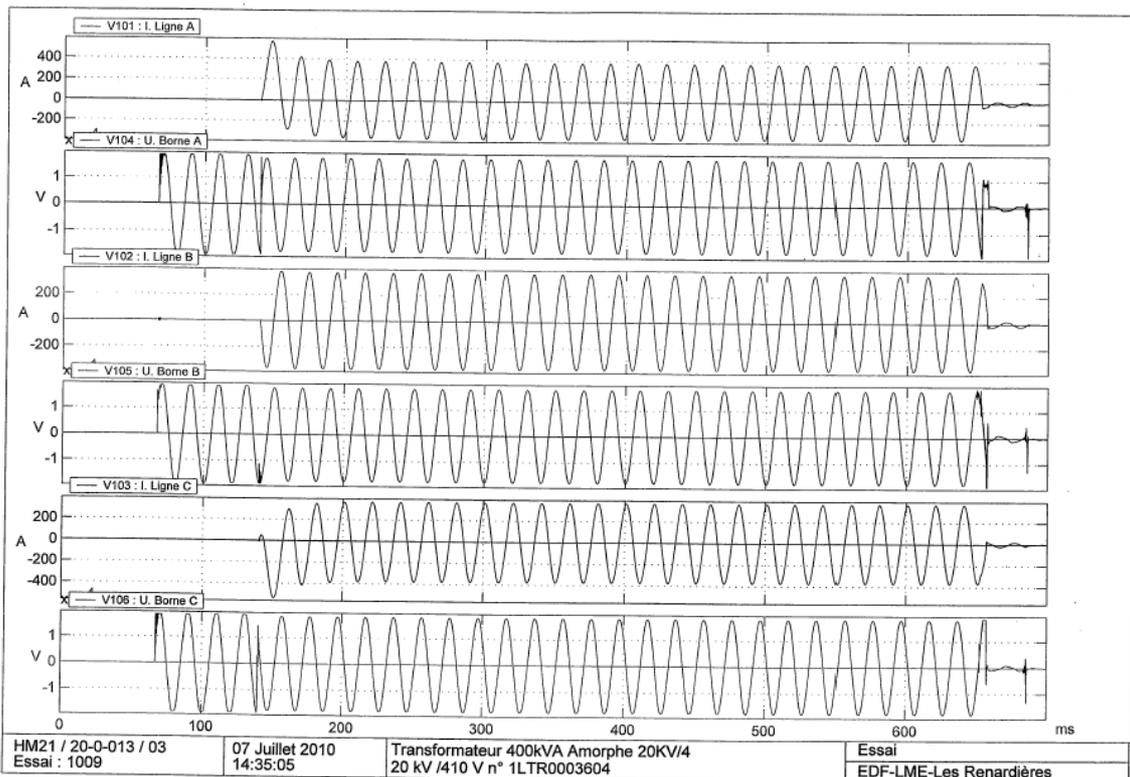


Figure 70 – Exemple d’oscillogramme de courant de court-circuit sur un transformateur amorphe 400 kVA

Au primaire, le courant de court-circuit efficace mesuré vaut 283 A. Avec cette valeur et le rapport de transformation (m=20000/410), on en déduit le courant de court-circuit dans la BT, qui vaut 13,8 kA. On constate que le calcul théorique du courant dans le secondaire (14 kA), à l’aide des formules, n’est pas très différent de celui mesuré.

5.5.3 Calcul des efforts et localisation des contraintes

Contrairement au noyau magnétique des transformateurs conventionnels, les transformateurs amorphes ont des noyaux de section rectangulaire.

Nous venons de voir que la surintensité de court-circuit peut atteindre 25 fois le courant nominal I_n , cela entraîne des efforts électrodynamiques importants entre enroulements.

La contrainte tient autant de la valeur du courant I_{cc} que de la forme et du temps de montée du signal. Ces deux aspects réunis sont très contraignants pour la structure et les matériaux.

5.5.3.1 Calcul des efforts

D'après Ampère, un conducteur électrique parcouru par un courant I_1 (A), placé dans un champ magnétique créée par un conducteur parallèle parcouru par un courant I_2 (A) est soumis à une force électromagnétique F linéique (N/m) [47]:

$$F = \frac{\mu_0}{2\pi} \frac{I_1 \times I_2}{d} \quad \text{avec } d, \text{ distance séparant les deux conducteurs}$$

Les spires des enroulements primaires (BT) et secondaires (HT) d'un transformateur se présentent sur tout leur parcours comme des conducteurs parallèles. Il en résulte simultanément une attraction entre les spires d'un même enroulement, puisque les courants y sont de même sens, et une répulsion entre les enroulements primaires et secondaires.

Les forces exercées sur les enroulements BT et HT sont représentées ci-après. Les forces qui résultent d'un champ d'induction axial sont purement radiales et se traduisent pour les deux enroulements par une répulsion mutuelle : l'enroulement extérieur travaille en extension, l'enroulement intérieur en compression [48].

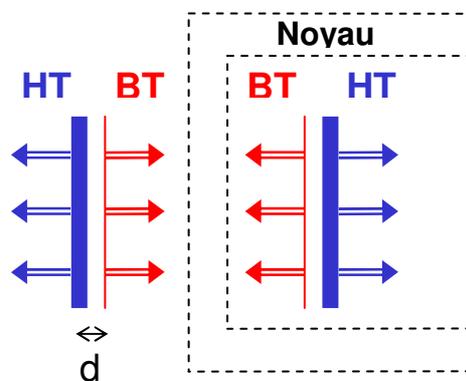


Figure 71 – Efforts de court-circuit dans les enroulements BT et HT

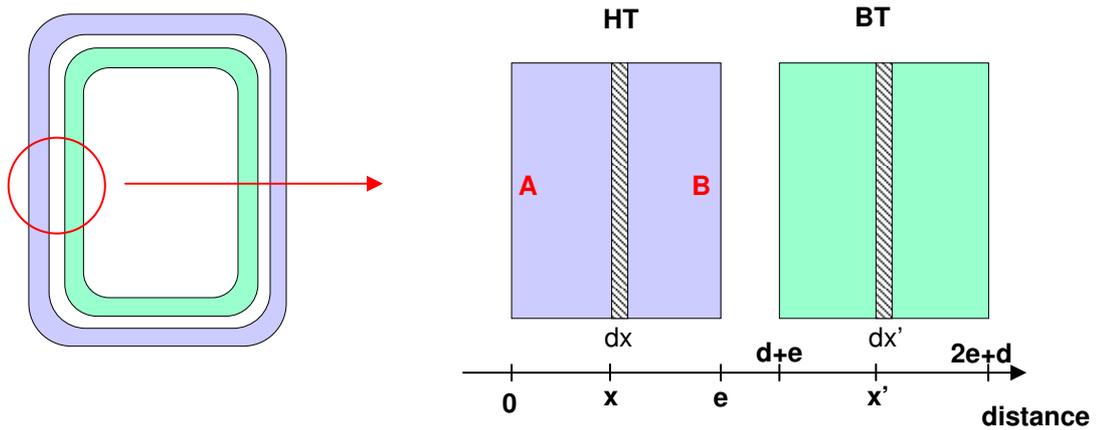


Figure 72 – Représentation des enroulements HT et BT

L'application de la formule d'Ampère est très simple et permet de donner un ordre de grandeur des efforts électrodynamiques. Dans la figure à droite, on observe que les enroulements HT et BT possèdent une épaisseur e avec une distance d'isolation de d entre eux.

Il est montré que les efforts produits par BT ne sont pas les mêmes que l'on se trouve en position **A** ou en position **B** de la HT. Il faudra donc prendre en compte la distance dans les conducteurs.

Pour estimer correctement les efforts électrodynamiques entre les enroulements, il faudra donc intégrer la formule d'Ampère en prenant en compte les distances d et e .

Soit x tel que $0 < x < e$ et x' tel que $d + e < x' < 2e + d$

$$dF(x, x') = \frac{\mu_0}{2\pi \cdot \sqrt{3}} N_1 I_1 \frac{dx}{e} \cdot N_2 I_2 \frac{dx'}{e} \frac{1}{x' - x} = \frac{\mu_0}{2\pi \cdot \sqrt{3}} \frac{(N_2 I_2)^2}{e^2} \cdot \frac{dx dx'}{x' - x}$$

$$\int_0^e \frac{dx}{x' - x} = [-\ln(x' - x)]_0^e = -\ln(x' - e) + \ln x' = \ln \frac{x'}{x' - e}, \text{ en prenant } K = \frac{\mu_0}{2\pi \cdot \sqrt{3}} \frac{(N_2 I_2)^2}{e^2}$$

$$F = K \int_{d+e}^{2e+d} \ln \frac{x'}{x' - x} dx = K \cdot [x' \ln \frac{x'}{x' - e} + e \ln(x' - e)]_{d+e}^{2e+d} = K \cdot [(2e + d) \ln \frac{d + 2e}{d + e} - (e + d) \ln \frac{e + d}{d} + e \ln \frac{e + d}{d}]$$

Données (appareil 400 kVA):

I_{cc2} (BT) = 14 kA et $N_2 = 21$ spires

$d = 7,5$ mm, $e = 5$ cm et $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$

$$K \approx 3992308 \text{ et } (2e + d) \ln \frac{d + 2e}{d + e} - (e + d) \ln \frac{e + d}{d} + e \ln \frac{e + d}{d} = 0,067 - 0,117 + 0,102 = 0,052$$

$$F = 0,052 \times 3992308 = 207\,600 \text{ N/m} = 20,76 \cdot 10^3 \text{ daN/m} \approx 21 \cdot 10^3 \text{ kgf/m} = \mathbf{21 \text{ tonnes.force/m}}$$

Les efforts électrodynamiques durant le court-circuit s'élèvent à 207 600 N/m, ce qui correspond approximativement au poids d'une masse de 21 tonnes appliqué transversalement aux enroulements.

Les constructeurs doivent prendre en compte ces efforts, loin d'être négligeables, pendant la phase de conception de la partie active. Les bobines doivent être compactes, calées à l'extrême. L'ensemble « noyaux/bobines » doit être rigidifié par des poutres métalliques compte tenu des efforts longitudinaux et transversaux.

Voir ci-dessous, quelques exemples de déformations des bobines rectangulaires lors des essais de court-circuit.

5.5.3.2 Illustration des déformations engendrées

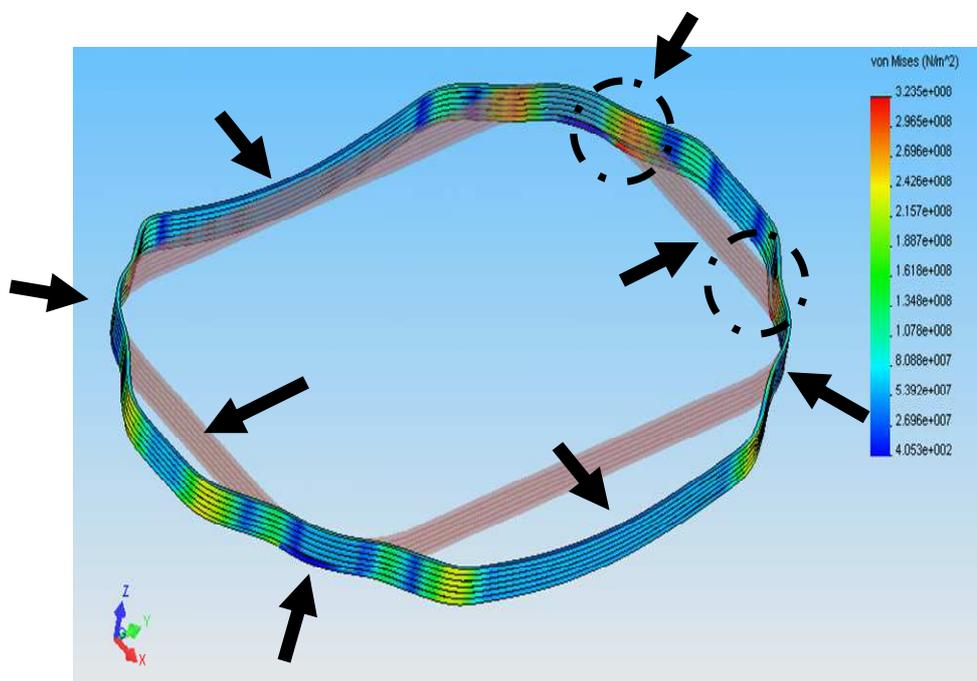


Figure 73 – Modélisation des déformations [49]

Dans la modélisation ci-dessus, il est observé que la bobine rectangulaire tend à prendre la forme cylindrique : configuration stable, les efforts sont équirépartis. Ce changement de structure engendre une contrainte considérable sur les noyaux amorphes avec des risques de cisaillement. Les efforts seraient moindres si les bobines étaient cylindriques, mais les noyaux sont rectangulaires dans le cas des transformateurs amorphes.

5.5.4 Résultats des essais de court-circuit

Dans la phase de validation des appareils, le LME, depuis 2008, teste les transformateurs amorphes des différents constructeurs.

Les essais de tenue aux courts-circuits sont réalisés dans les conditions d'essai suivantes :

- Norme de référence CEI 60076-5 :2000 pour les modalités de réalisation et spécification HN 52-S-27 pour critères d'acceptation (dont $\Delta L/L_{\max} = 4\%$).

En pratique : 9 tirs au total d'une durée unitaire de 0,5 seconde :

- 3 tirs sur Enroulement A, Prise 1
- 3 tirs sur Enroulement B, Prise 2
- 3 tirs sur Enroulement C, Prise 3

Voici la liste détaillée des résultats :

PARTIE CONFIDENTIELLE

PARTIE CONFIDENTIELLE

5.5.5 Incidence du critère Bruit sur la tenue au court-circuit

La contrainte liée au niveau de bruit est un paramètre déterminant dans la conception de la partie active d'un transformateur amorphe. Quelle que soit la nature du circuit magnétique, le niveau de bruit est fonction de l'induction (B). Pour abaisser le niveau de bruit des transformateurs à noyaux amorphes, les constructeurs définissent un niveau d'induction plus faible (Voir **Figure 60**). En conséquence, à flux égal, la section devra être supérieure et le noyau plus volumineux. Considérant que les noyaux sont de largeurs standardisées, il est parfois nécessaire d'associer deux noyaux afin d'obtenir la section optimale. Dans ce cas, les doubles noyaux indépendants sont plus difficiles à solidariser qu'un seul. Si les noyaux sont plus gros, les bobines devront aussi être de plus grande dimension.

Lors de l'essai de court-circuit, la rigidité de l'ensemble noyaux/bobines est mise à rude épreuve surtout si les noyaux sont volumineux. Un niveau de bruit faible oblige les constructeurs à utiliser de gros noyaux magnétiques plus difficiles à rigidifier. Les appareils seront aussi notablement plus coûteux. Le niveau de bruit est un paramètre important ayant des conséquences sur le poids, le coût, la tenue au court-circuit.

La mise à disposition de matériaux amorphes dont le niveau d'induction à saturation est plus élevé, ayant de meilleures performances en bruit, représente un atout non négligeable. Le matériau HB1 permettra la conception de noyaux plus compacts et moins bruyants que ceux élaborés à partir de la référence SA1.

Formule de Boucherot :

$$U_{eff} = 4,44 \times N \times S \times f \times B_{max}$$

N : Nombre de spires

S : Section du circuit magnétique

f : Fréquence

B_{max} : induction maximale dans le circuit magnétique

U_{eff} : Tension de sortie efficace.

D'après cette formule, on voit que les dimensions d'un transformateur dépendent de l'induction B_{max} et qu'elles sont d'autant plus petites que B est grand.

5.5.6 Retour d'expérience

PARTIE CONFIDENTIELLE

PARTIE CONFIDENTIELLE

PARTIE CONFIDENTIELLE

PARTIE CONFIDENTIELLE

PARTIE CONFIDENTIELLE

5.5.7 Conséquences d'un défaut de tenue au courant de court-circuit

Un défaut de tenue au court-circuit se traduit de différentes façons en fonction de l'état de compacité des bobines et de la qualité mécanique des solutions de maintien. Le défaut de court-circuit n'est pas une exclusivité des transformateurs amorphes. Les transformateurs conventionnels font parfois l'objet de nombreux échecs avant d'être recevables.

La particularité des AMDT réside dans le fait que les noyaux amorphes sont rectangulaires contrairement aux transformateurs conventionnels qui sont à 6 ou 8 gradins. Les constructeurs cherchent à concevoir des sections de circuits magnétiques les plus circulaires possible afin de contrer les efforts électrodynamiques et optimiser le remplissage à l'intérieur des enroulements HT et BT. Dans le cas des noyaux magnétiques amorphes, les sections sont rectangulaires car le noyau est fabriqué à partir d'une seule largeur de ruban. Dans cette configuration les conditions sont réunies pour générer d'importants déséquilibres mécaniques et déformations difficiles à contenir dans toutes les directions.

Dans la figure ci-contre sont représentés les efforts électrodynamiques dus au court-circuit du transformateur. Une compression des enroulements BT et une extension de la HT sont observées. Les efforts, s'élevant à des dizaines de tonnes, peuvent infliger des dégradations importantes au noyau amorphe avoisinant.

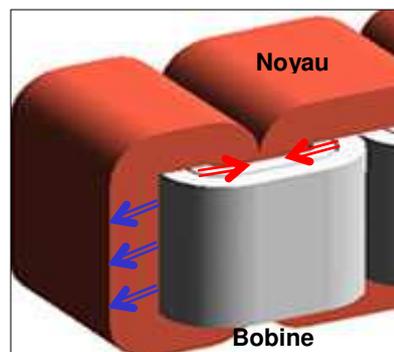


Figure 79 – Contraintes mécaniques de la bobine

Un des défauts constatés en conséquence des contraintes mécaniques est le claquage diélectrique. Par des forces de compression et d'extension des bobines lors du court-circuit,

des particules de rubans peuvent se détacher du noyau et se trouver au fond de la cuve. Ces morceaux métalliques détériorent considérablement la tenue diélectrique du transformateur.



Figure 80 – Particules de rubans



Figure 81 – Papiers isolants détachés après court-circuit

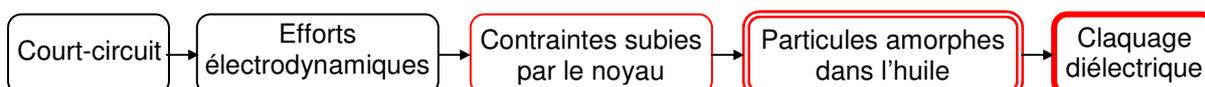


Figure 82 – Exemple d'un défaut de court-circuit

5.6. Conclusions

La tenue aux courants de court-circuit reste une difficulté surtout pour les produits 400 kVA et de puissances supérieures. Certains constructeurs ont mis au point des matériels satisfaisants au court-circuit mais ne satisfont pas les exigences de niveau de bruit avec 65 dBA (58 dBA exigé). De prochains développements devraient combiner un niveau de bruit compatible avec la spécification (typiquement 58 dBA pour un 400 kVA) et la tenue au court-circuit. La puissance acoustique dépend essentiellement du niveau d'induction de fonctionnement de l'appareil. Les constructeurs doivent trouver un compromis entre le bruit et les dimensions du transformateur.

La tenue aux essais de court-circuit, réclamée par la norme internationale et la spécification ERDF, est d'une importance notable pour le bon fonctionnement de l'appareil dans le réseau. Pour satisfaire aux essais de court-circuit, les constructeurs doivent s'assurer d'une bonne rigidité de la partie active. Lors de ces essais, des efforts électrodynamiques importants sont générés par les bobines donc la structure doit se prêter à ces efforts. Souvent, un défaut de court-circuit est dû à un problème de calage des bobines et noyaux.

Un des défauts les plus rencontrés est la mauvaise tenue diélectrique de l'appareil. En effet, lors du court-circuit d'un transformateur amorphe, les bobines rectangulaires provoquent des contraintes mécaniques énormes aux noyaux. A l'issue de ces déformations, des particules métalliques amorphes sont retrouvées au fond de la cuve. Ces morceaux sont source de problème diélectrique, conduisant l'appareil à une avarie.

La CEI 60076-5 précise que pour les transformateurs construits avec des bobinages concentriques non circulaires la variation d'inductance ne doit pas excéder 7,5% de $\Delta L/L$. Avec cette exigence, tous les appareils testés sont conformes vis à vis de la tenue en court-circuit mais la tenue diélectrique risque d'être affectée dans le futur avec des problèmes de particules favorisant le claquage diélectrique. L'exigence de la spécification ERDF à 4% de $\Delta L/L$ est correcte et tient compte des dérives possibles après court-circuit.

Au final, en listant toutes les expériences de la technologie amorphe depuis 1997, il est observé que les concepts ont certes évolués et que les problèmes rencontrés auparavant (mauvaise tenue diélectrique, matériel bruyant) sont à nouveau rencontrés dans quelques prototypes. Les lieux de fabrication ont changés mais les savoir-faire restent à développer. Les constructeurs doivent revoir certaine partie dans leur phase de fabrication pour mettre en avant la bonne conception et le comportement satisfaisant de l'appareil.

6. Etude économique par capitalisation des pertes

PARTIE CONFIDENTIELLE

ETUDE SUR L'IMPACT DES TRANSFORMATEURS AMORPHES DANS LE RESEAU

7.	COMPORTEMENT DES MATERIAUX AMORPHES FACE AUX HARMONIQUES	139
7.1.	LES HARMONIQUES : DEFINITION ET EFFETS	139
7.1.1	<i>La qualité de l'électricité</i>	139
7.1.2	<i>Définition</i>	140
7.1.3	<i>Origine des courants harmoniques</i>	141
7.1.4	<i>Effets des harmoniques</i>	142
7.2.	LES TRANSFORMATEURS FACE AUX HARMONIQUES	144
7.2.1	<i>Pertes Joule</i>	144
7.2.2	<i>Pertes par courants de Foucault (ou classiques)</i>	144
7.2.3	<i>Pertes par hystérésis (ou quasi-statiques)</i>	144
7.2.4	<i>Variation des pertes en fonction de la fréquence</i>	145
7.2.4.1	Cas des rubans amorphes	145
7.2.4.2	Comparaison avec les tôles à G.O	146
7.2.5	<i>Les solutions</i>	147
7.3.	OBJECTIF DE L'ETUDE	147
7.4.	PROCEDURES EXPERIMENTALES	148
7.4.1	<i>Mode opératoire</i>	149
7.4.2	<i>Choix de la référence d'étude</i>	150
7.4.2.1	U_{max} constant	150
7.4.2.2	B_{mesure} constant	151
7.4.2.3	Fondamental constant	152
7.5.	RESULTATS EXPERIMENTAUX	153
7.5.1	<i>Effet des harmoniques sur les matériaux amorphes</i>	154
7.5.1.1	Sans déphasage	154
7.5.1.2	Avec déphasage	155
7.5.2	<i>Effet des harmoniques sur les tôles Fe-Si</i>	158
7.5.2.1	Sans déphasage	158
7.5.2.2	Avec déphasage	158
7.5.3	<i>Etude de cas réels</i>	160
7.5.4	<i>Aspects normatifs</i>	164
7.5.5	<i>Pour l'exploitation</i>	164
7.6.	CONCLUSIONS	165
8.	ETUDE DES COURANTS D'APPEL DES TRANSFORMATEURS AMORPHES	166
8.1.	CONTEXTE	166
8.2.	RESEAU ELECTRIQUE HTA OU MT	167
8.3.	CONTRAINTES SUR LES RESEAUX	167
8.3.1	<i>Les surtensions</i>	168
8.3.2	<i>Mise sous tension de transformateurs</i>	168
8.4.	ESSAIS	169
8.4.1	<i>Mise sous tension simple</i>	170
8.4.2	<i>Séquence déclenchement / ré-enclenchement</i>	171
8.5.	DISCUSSIONS	172
8.5.1	<i>Courants d'enclenchement en fonction des paramètres tension / induction</i>	173
8.5.2	<i>Impact de la perméabilité magnétique des matériaux</i>	175
8.6.	POUR L'EXPLOITATION	177
8.7.	CONCLUSIONS	180

7. Comportement des matériaux amorphes face aux harmoniques

7.1. Les harmoniques : définition et effets

7.1.1 La qualité de l'électricité

Un réseau électrique est constitué par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale jusqu'aux clients raccordés. Chaque élément constitutif du système peut être l'objet de dommages ou d'avaries. La qualité de l'électricité, définie comme son aptitude à alimenter de façon continue et satisfaisante les appareils qui l'utilisent, dépend des performances des réseaux et de leur environnement. Par ailleurs, la qualité dépend aussi des caractéristiques du réseau interne du client.

Il est souhaitable que le réseau de distribution satisfasse les exigences suivantes [50] :

- assurer au client la puissance dont il a besoin,
- fournir une tension à amplitude et fréquence constantes,
- fournir une tension à alternances régulières selon une sinusoïde la plus parfaite possible

C'est le cas d'une qualité idéale, mais la réalité technique fait qu'en pratique, cette situation n'est pas possible. La notion globale de qualité de l'électricité peut être décomposée en deux [51] :

- la continuité de fourniture d'électricité
- la qualité de la tension

La continuité de l'alimentation en tension et en courant relève de la conception des réseaux publics et industriels, de la qualité de leurs matériels et des bonnes pratiques de maintenance et d'exploitation. Elle se mesure par le nombre de coupures d'alimentation d'un point donné. Dans les normes, deux types de coupures sont définies : les coupures longues, de durée supérieure ou égale à 3 min, et les coupures dites brèves, de durée inférieure à 3 minutes.

La qualité de la tension est liée d'une part, au maintien de la valeur de la tension et de sa fréquence entre des limites prédéfinies et d'autre part, à l'absence de perturbations.

Les perturbations pouvant affecter la tension sont [51] :

- des tensions trop hautes ou trop basses, des déséquilibres des tensions triphasées ;
- des surtensions brèves, susceptibles de détériorer les appareils ;
- des variations rapides de la tension, des creux et des coupures de tension ;
- des formes d'onde non sinusoïdales : les harmoniques.

C'est le dernier cas qui sera traité dans ce document et leur impact sur les transformateurs amorphes.

7.1.2 Définition

Les charges dites passives, comme les résistances de chauffage ou les condensateurs, absorbent un courant périodique sinusoïdal à 50 Hz. Mais certains appareils, utilisant pour la plupart l'électronique de puissance, absorbent un courant qui n'est pas sinusoïdal. Ces appareils au fonctionnement non linéaire produisent des courants et tensions harmoniques.

Un signal périodique de forme quelconque et de fréquence f_1 peut être décomposé en une somme de signaux sinusoïdaux de fréquences et amplitudes différentes. L'onde sinusoïdale ayant la fréquence f_1 s'appelle le fondamental alors que les autres ondes sont appelées harmoniques, qui sont des multiples entiers de f_1 . On parle alors de rang harmonique. Un exemple de cette décomposition est donné en **Figure 83**.

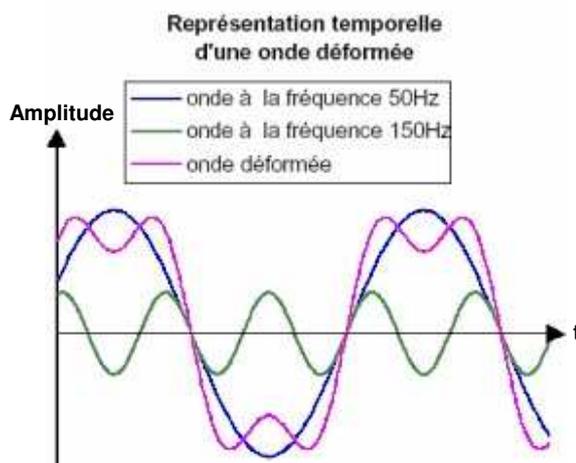


Figure 83 – Propriété d'un signal déformé par l'harmonique 3

Nous voyons apparaître en vert une nouvelle sinusoïde de fréquence plus élevée représentant un courant harmonique et venant se superposer au fondamental (en bleu). Le courant réel en est la somme (en rose). L'onde résultante est en effet périodique et non sinusoïdale.

Remarque : En pratique, les sources d'harmoniques pairs sont rares. Les niveaux harmoniques pairs observés sur les réseaux sont donc nettement inférieurs aux niveaux harmoniques impairs [52]. Ainsi, dans notre cas, seules les harmoniques impaires seront traitées.

$$U(t) = \langle U \rangle + \sum_{k=0}^{\infty} A_{2k+1} \cos(2k+1)\omega t + \sum_{k=0}^{\infty} B_{2k+1} \sin(2k+1)\omega t$$

Les courants harmoniques sont aussi des courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence fondamentale. Le rang de l'harmonique r est ainsi défini comme :

$$r = \frac{f_n}{f_1} \quad n \text{ étant l'harmonique considéré, soit } 3, 5, 7 \dots$$

Le taux de l'harmonique considérée s'exprime par le rapport, en %, de son amplitude à l'amplitude du fondamental :

$$d = \frac{I_n}{I_1} \times 100$$

Le taux de distorsion global (Total Harmonic Distorsion ou THD), lorsque plusieurs harmoniques sont présents, s'obtient à partir des taux de chaque rang :

$$THD_i = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^n I_n^2}}{I_1}$$

THD exprimé en pourcentage

THD_i correspond aux courants harmoniques et THD_v aux tensions harmoniques.

7.1.3 Origine des courants harmoniques

Depuis quelques années, l'électronique de puissance a envahi les installations électriques. Ces appareils électroniques sont les principaux responsables de pollution harmonique, mais les autres charges du réseau peuvent également y contribuer. Voici la liste non-exhaustive des appareils électroniques générateurs d'harmoniques :

- les onduleurs, alimentant les ordinateurs, destinés à la compensation des creux de tension ;
- les redresseurs ;
- variateurs de vitesse qui commandent les moteurs électriques ;
- alimentation à découpage (Switch Mode Power Supply ou SMPS) ;
- producteurs autonomes (les éoliennes, le solaire).

Ces équipements génèrent des courants harmoniques qui transitent de la BT vers la HT en tensions harmoniques. Ces tensions remontent sur le réseau de distribution et influent la qualité de l'électricité fournie.

Ces nouveaux équipements viennent s'ajouter à d'autres générateurs d'harmoniques plus traditionnels tels que le ballast électronique pour éclairage fluorescent et les appareils à arc électrique (fours à arc, machines à souder).

7.1.4 Effets des harmoniques

Trois paramètres électriques vont caractériser la présence des harmoniques [53]:

- une intensité efficace plus élevée,
- une intensité crête plus élevée,
- des fréquences plus élevées.

En présence d'harmoniques, la valeur efficace du signal est supérieure à la valeur efficace du seul fondamental (**Figure 84**)

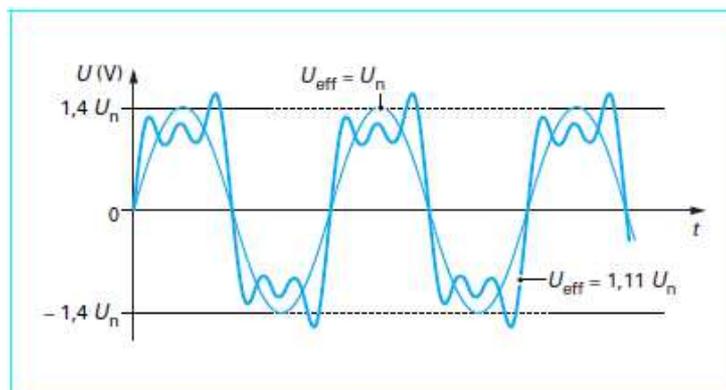


Figure 84 – Augmentation de la valeur efficace de la tension en présence d'harmoniques [53]

La valeur efficace du courant résultant, pour une puissance utile donnée, sera plus importante que celle correspondant à la puissance apparente nécessaire, entraînant par effet Joule des surchauffes, donc de vieillissement accéléré du matériel.

La valeur crête du courant résultant étant plus élevée, certains appareils de mesure peuvent être perturbés et donner de fausses indications. De plus, les circuits magnétiques peuvent être saturés.

Des phénomènes de résonance peuvent se produire à certaines fréquences, entraînant des surtensions ou des surintensités. De plus, dans un système triphasé, la tension est déphasée de 120° , le courant résultant dans le neutre est nul. En ce qui concerne les courants harmoniques, il n'en est pas de même pour les fréquences dont les rangs sont multiples de 3. Ces courants, dits homopolaires, s'ajoutent dans le neutre. Cet effet est illustré ci-dessous dans la **Figure 85** :

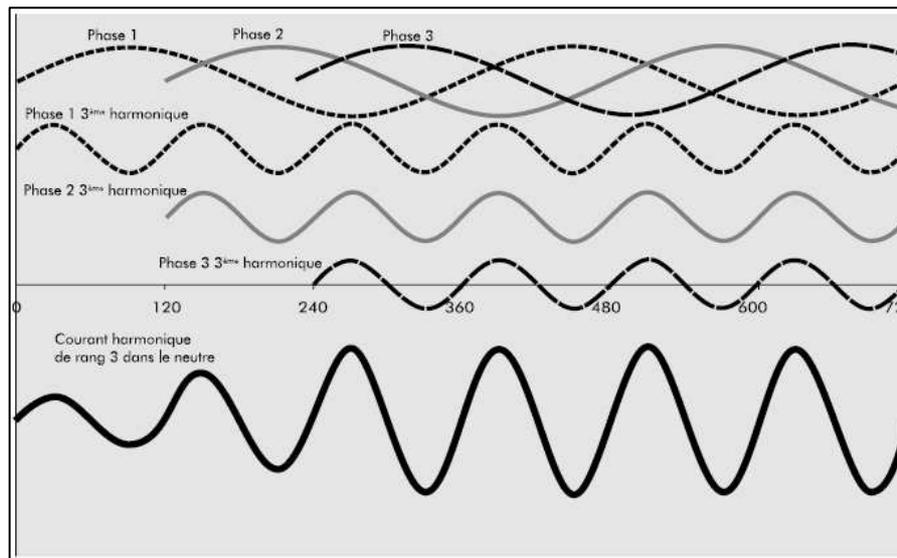


Figure 85 – Addition des courants harmoniques de rang trois dans le neutre [54]

Avec 70% de courant harmonique H3 par phase, on obtient 210% de courant harmonique au niveau du neutre. Dans ce cas, il est nécessaire de surdimensionner le conducteur considéré.

Les courants harmoniques engendrent des problèmes sur les différents matériels du réseau. Par exemple, au niveau de l'installation, les problèmes causés par les courants harmoniques sont :

- surchauffe du neutre (vu précédemment) ;
- surchauffe des transformateurs par augmentation des pertes ;
- déclenchement intempestif des coupe-circuits ;
- surcharge des condensateurs ($\cos \varphi$) ;
- augmentation du bruit de l'appareil.

Dans la suite, nous allons étudier de façon plus particulière les effets des perturbations harmoniques et les remèdes associés dans le cas des transformateurs seulement.

7.2. Les transformateurs face aux harmoniques

7.2.1 Pertes Joule

Un transformateur doit délivrer la puissance nécessaire au fonctionnement des charges qui lui sont raccordées. Il est donc dimensionné à partir du bilan des puissances actives et réactives des récepteurs qu'il alimente, en tenant compte d'un éventuel coefficient de foisonnement.

En présence d'harmoniques, la puissance que devra délivrer le transformateur sera supérieure à ses capacités, avec comme conséquence un risque de surchauffe dû à une augmentation des pertes par effet Joule.

$$P_{totale} = P_{active} + P_k + P_o \quad \text{avec} \quad P_o = P_{hystérésis} + P_{Foucault} + P_{sup\ plémentaires}$$

La puissance de dimensionnement s'exprime donc :

$$P_{dimensionnement} = K_f \cdot P_{totale} \quad \text{avec} \quad K_f \text{ coefficient de foisonnement}$$

7.2.2 Pertes par courants de Foucault (ou classiques)

Les pertes par courants de Foucault sont générées par des courants induits dans le matériau, placé sous un champ magnétique variable.

La force électromotrice faisant circuler ces courants est proportionnelle à la vitesse de variation de flux magnétique, donc proportionnelle à l'induction et à la fréquence. En effet, les pertes par courants de Foucault sont fonction des carrés de l'induction $B(t)$ et de la fréquence f :

$$P_{Fouc} = k_1 \hat{B}^2 f^2 \quad \text{avec } k_1, \text{ constante dépendant du carré de l'épaisseur}$$

A préciser que, en régime non sinusoïdal, $B(t) = \hat{B}_1 \cos \omega t + \sum \hat{B}_n \cos(n\omega t + \varphi)$.

Un courant harmonique de fréquence élevée pourra, même à taux faible, augmenter sensiblement les pertes.

7.2.3 Pertes par hystérésis (ou quasi-statiques)

Les transformateurs conventionnels à tôles Fe-Si fonctionnent à des inductions proches de 1,7 T. Le coude de saturation de ces tôles se trouve vers 2 T.

Il a été vu dans §7.1.4 que l'un des effets des harmoniques était d'augmenter la valeur crête du courant. Les signaux harmoniques, même avec des intensités relativement faibles (THD < 20%), peuvent élever la valeur crête en se superposant au fondamental. Ainsi, la surface du cycle d'hystérésis grandit et les pertes associées augmentent. De plus, la saturation peut être atteinte dans certains cas.

Donc l'augmentation de la valeur crête du courant augmente les pertes par hystérésis et peut aussi saturer le circuit magnétique, qui est à son tour générateur d'harmoniques à la saturation (fourniture d'une tension non-sinusoïdale).

De façon générale, les pertes par hystérésis ne dépendent pas du THD alors que les pertes par courants de Foucault et supplémentaires dépendent du THD. Comme l'induction B est proportionnelle au courant I alors, en présence d'harmoniques, B augmente et les pertes par hystérésis aussi. Mais ces pertes sont indépendantes du THD sauf s'il y a rebroussement dans le cycle :

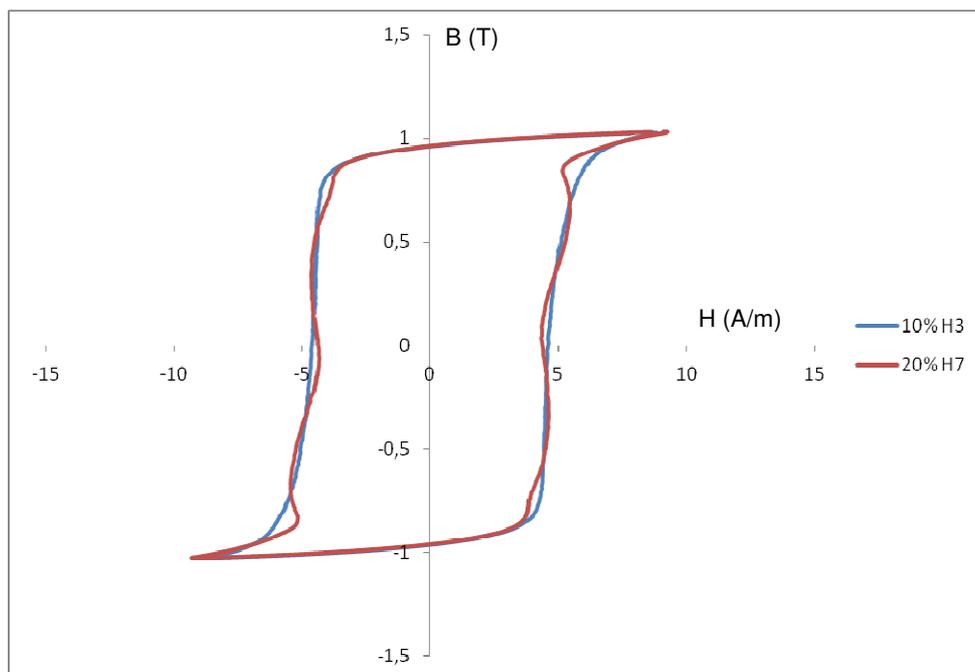


Figure 86 – Signaux avec différents taux d'harmoniques

7.2.4 Variation des pertes en fonction de la fréquence

7.2.4.1 Cas des rubans amorphes

Le graphique ci-dessous illustre la variation des pertes « fer » en fonction de la fréquence d'un signal fondamental. Cette mesure a pour objectif de mettre en évidence la variation des pertes « fer » dans une gamme de fréquences usuelles, typiquement de 10 Hz à 1 kHz.

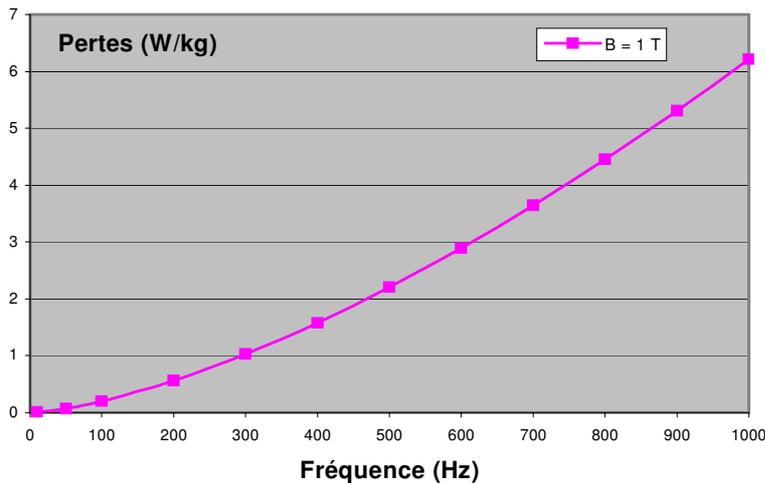
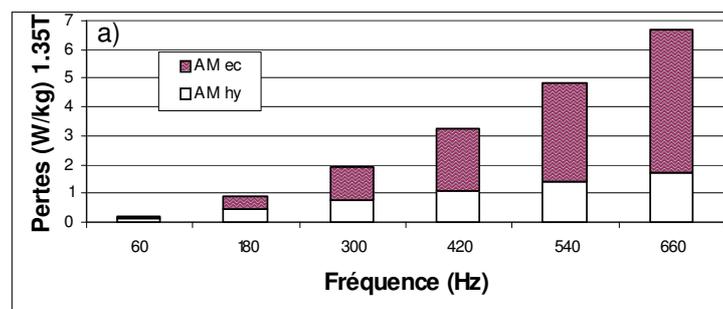


Figure 87 – Tracé des pertes des rubans amorphes SA1 en fonction de la fréquence pour $B = 1\text{ T}$ [11]

Ces courbes montrent qu'en présence de fréquences harmoniques de rang 21 (1050 Hz), les pertes atteignent 6 à 7 W/kg en fonction de l'induction. Les pertes « fer » sont multipliées par 30 par rapport à la situation nominale à 50 Hz. Cette configuration n'est certes pas représentative de la complexité d'un signal composé d'un fondamental et d'harmoniques mais elle illustre la part propre des pertes aux fréquences élevées.

7.2.4.2 Comparaison avec les tôles à G.O

Les graphiques suivants représentent les pertes mesurées sur les rubans amorphes et les tôles à GO à différentes fréquences. Les mesures sont faites dans le cas d'un réseau américain fonctionnant à une fréquence industrielle de 60 Hz.



Ec : pertes par courants de Foucault Hy : pertes par hystérésis

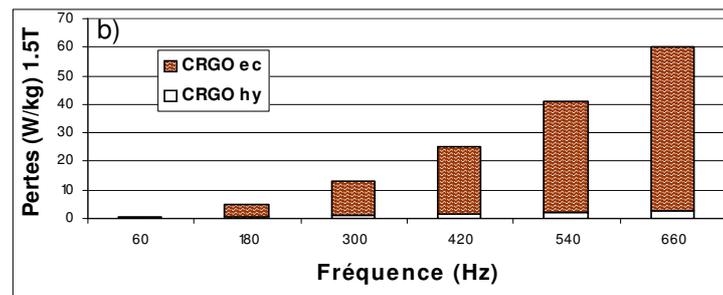


Figure 88 – Pertes : a) des rubans amorphes et b) tôles à GO en fonction de la fréquence [55]

Les diagrammes ci-dessus montrent que le ratio des pertes entre ruban amorphe et tôle à GO est de 1/4 à la fréquence nominale et devient 1/10 aux fréquences harmoniques. Cette large différence est due aux pertes par courants de Foucault qui sont majoritaires. Ces pertes sont fonction de l'épaisseur au carré, or les tôles sont 10 fois plus épaisses que les rubans amorphes. Il est pressenti que les transformateurs amorphes seront moins impactés par les harmoniques que les transformateurs classiques.

7.2.5 Les solutions

Contre les surchauffes des conducteurs, la solution consiste à surdimensionner le transformateur par rapport à son usage prévu ou à le déclasser s'il est déjà en service. L'équation permettant de calculer le coefficient K de déclassement d'un transformateur, en fonction du taux harmonique Th et son rang h, est [53] :

$$K = \left[1 + 0,1 \left(\sum_2^n h^{1,6} (Th/100)^2 \right) \right]^{-0,5}$$

Par exemple [54], un transformateur de 1000 kVA délivre un courant comprenant les harmoniques suivantes :

H5 : 25%	H11 : 9%	}	Le calcul donne K = 0,91. Le transformateur ne peut donc fournir que 910 kVA.
H7 : 14%	H13 : 8%		

Dans le cas d'une installation neuve, il suffit de surdimensionner les puissances du transformateur en multipliant par 1/K.

Contre l'augmentation des pertes par hystérésis, l'idée consiste à utiliser le transformateur à un point de fonctionnement réduit, de façon à éviter la saturation du circuit magnétique. Cette solution a un certain coût car réduire B veut dire augmenter la section du circuit magnétique, avec comme effet un surcoût.

7.3. Objectif de l'étude

Dans le chapitre précédent, l'effet des harmoniques sur les transformateurs de distribution publique a été répertorié. Il est montré que les harmoniques influent sur les trois types de pertes. Dans sa thèse de doctorat [56], Wilfried Frelin a étudié l'impact de la pollution harmonique sur les matériels de réseau. Il a ainsi examiné l'influence des courants harmoniques sur les transformateurs HTA/BT par mesure de pertes en charge.

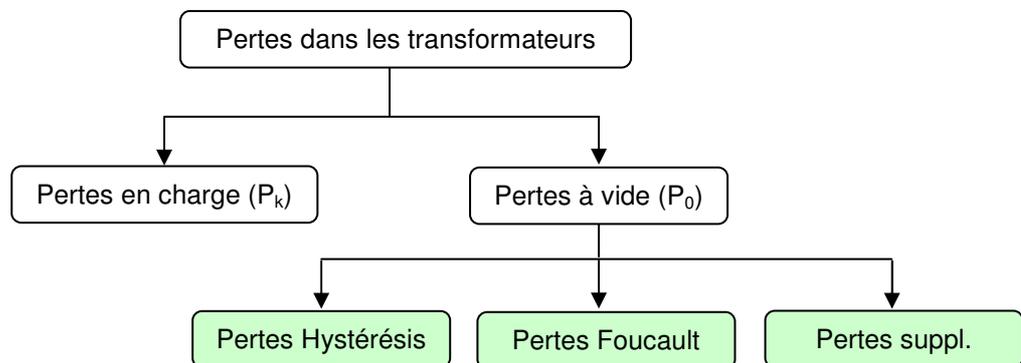
Dans notre cas d'étude, on s'intéresse plutôt aux pertes à vide supplémentaires générées par les tensions harmoniques. L'objet de la thèse menée consiste à évaluer la solution des transformateurs amorphes qui offrent une réduction de 60% de pertes à vide (P_0) par rapport aux tôles Fe-Si. Notre but principal étant la réduction des pertes à vide ; dans la suite, seules les pertes à vide seront évaluées.

L'intérêt de cette étude peut être exprimé par 2 questions principales:

- Est-ce que les harmoniques ont une influence sur les matériaux amorphes? Si oui, à quelle proportion?
- Est-ce que les matériaux amorphes sont toujours efficaces, en terme de pertes, par rapport aux tôles Fe-Si en présence d'harmoniques ?

En parlant de pertes magnétiques (ou P_0), il faut savoir que trois composantes y contribuent :

- pertes statiques (souvent dites pertes par hystérésis)
- pertes classiques ou courants de Foucault
- pertes supplémentaires



Les pertes qui seront mentionnées dans la suite sont en effet les pertes magnétiques mesurées sur les matériaux magnétiques, à savoir les amorphes et les tôles Fe-Si.

7.4. Procédures expérimentales

En règle générale, les charges non linéaires créent des courants harmoniques qui traversent les transformateurs. L'impédance des transformateurs, en présence de courants harmoniques génèrent des tensions harmoniques. Cette déformation de la tension est répercutée vers les transformateurs par le réseau électrique.



En effet, la fourniture délivrée par le Distributeur comporte des tensions harmoniques préexistantes dues aux autres consommateurs (industriels et domestiques) qui créent des harmoniques de tension sur le réseau de distribution. En conséquence, le transformateur de distribution est alimenté par une tension contenant déjà des harmoniques.

Le principe de l'étude consiste à générer des tensions non sinusoïdales, i.e. harmoniques, sur les matériaux magnétiques et à mesurer les pertes magnétiques. Donc on se positionne en amont du transformateur pour pouvoir déterminer l'impact des harmoniques.

7.4.1 Mode opératoire

Les matériaux utilisés pour la mesure sont :

- des tores amorphes Metglas® 2605SA1 et Metglas® 2605HB1, enrobés de résine ;
- les tôles HiB Fe-Si (bandelettes Epstein Powercore H 105-30) de Thyssen.

Propriétés	Amorphe HB1	Amorphe SA1	Tôle Fe-Si
Masse volumique (g/dm ³)	7370	7180	7650
T° de Curie (°C)	<398	398	745
Résistivité électrique (μΩ.cm)	~120	130	48
Perméabilité max	-	100 000	42 000
Induction de saturation (T)	1,64	1,56	2,03
Champ coercitif (A/m)	2	2	5
Perte (W/kg)	0,15-0,2	0,2	0,9 (1,7T-50Hz)

Tableau 23 – Propriétés des alliages amorphes SA1 et HB1, et de la tôle Fe-Si



a) Tores amorphes



b) Tôles HiB au format Epstein

Figure 89 – Matériaux magnétiques utilisés

Les mesures de pertes des amorphes ont été effectuées directement sur les tores qui ont été bobinés afin de pouvoir les caractériser. Les pertes des tôles Fe-Si ont été mesurées en utilisant le cadre Epstein.



Figure 90 – Cadre Epstein

Le but de cette étude consiste, dans une première partie, à évaluer la part des pertes dues aux harmoniques, puis de comparer ces pertes entre les matériaux amorphes et tôles Fe-Si. Afin de comparer les tensions harmoniques au fondamental, une référence de mesure doit être fixée. Durant cette étude, 3 références ont été retenues et analysées. Finalement une seule parmi les 3 était pertinente et logique, cette démarche est explicitée dans la suite.

7.4.2 Choix de la référence d'étude

Les références considérées sont :

- U_{\max} constant ;
- B constant ;
- Fondamental constant.

Les essais pour déterminer la référence d'étude ont été réalisés sans tenir compte du déphasage qui peut y avoir entre le fondamental et les harmoniques.

7.4.2.1 U_{\max} constant

Dans cette partie, la valeur de U_{\max} a été maintenue constante entre les signaux sans et avec harmonique. Plus précisément :

- Etape 1 : une tension fondamentale contenant aucune harmonique est injectée aux matériaux magnétiques.
- Etape2 : on ajuste la tension afin de se positionner à l'induction de mesure. On note cette tension (U_{\max}).
- Etape 3 : les pertes sont mesurées.
- Etape 4 : une tension contenant des harmoniques est injectée.
- Etape 5 : on se positionne à la même valeur U_{\max} pour mesurer les pertes.

Voici les résultats obtenus en procédant ainsi :

→ B_{mesure} du fondamental : 1,2 T

Sans harmonique : P = 0,187 W/kg		
Avec harmonique*		
% H3	% H5	Pertes (W/kg)
10	0	0,180
20	0	0,181
30	0	0,181
40	0	0,182
10	5	0,182
20	10	0,178
30	15	0,181
40	20	0,180
50	25	0,181

Tableau 24 – Pertes de SA1 à 1,2 T, référence U_{max} constant

* : H3 et H5 représentent les harmoniques de rang 3 et 5. Les valeurs données sont les taux de chaque harmonique par rapport au fondamental ($V_3/V_1 \times 100 = 10\%$).

A 1,2 T, les pertes sont de 0,187 W/kg pour une tension purement sinusoïdale. En injectant des harmoniques, il est observé que les pertes sont inférieures par rapport à celle mesurée sans harmonique. On remarque aussi que les pertes changent peu en fonction des taux d'harmoniques.

Il a été rapporté dans §7.1.4 que les harmoniques peuvent augmenter la valeur crête de la tension, donc se positionner à U_{max} du fondamental n'est pas logique car cette valeur est modifiée en présence d'harmoniques.

Les pertes mesurées à U_{max} constant sans et avec les harmoniques ne sont pas comparables car il y a augmentation de la tension efficace en présence d'harmoniques par rapport au fondamental.

La référence « U_{max} constant » n'est pas adaptée à notre cas d'étude.

7.4.2.2 B_{mesure} constant

Cette fois-ci, l'idée consiste à maintenir l'induction constante et mesurer les pertes correspondantes. On ne se préoccupe pas des valeurs de U_{eff} ni de U_{max} . La valeur d'induction choisie est 1 T.

- Etape 1 : une tension sinusoïdale est injectée.
- Etape 2 : on mesure les pertes à 1 T.
- Etape 3 : on injecte une tension harmonique.
- Etape 4 : les pertes à 1 T sont mesurées.

Le tableau ci-dessous regroupe les résultats obtenus :

→ Matériau : Tore amorphe Metglas® 2605SA1

Sans harmonique : $P = 0,121$ W/kg	
Avec harmonique	
% H3	Pertes (W/kg)
10	0,122
20	0,121
30	0,120
40	0,122
50	0,123

**Tableau 25 – Pertes de SA1 à 1 T,
référence B_{mesure} constant**

Selon §7.2.2 et 7.2.3, avec le taux d'harmonique croissant, les pertes doivent à leur tour augmenter. Mais il est observé au-dessus que les pertes restent constantes quelque soit le taux d'harmonique. Une tension sinusoïdale avec 50% de H3 est un signal très pollué et devrait engendrer plus de pertes.

Ce cas n'est pas anodin car, en réalité, les pertes magnétiques dépendent essentiellement de l'induction et de la fréquence. Si B_{mesure} reste constant alors les pertes le seraient aussi.

La raison pour laquelle la référence « U_{max} » était rejetée est aussi valable pour celle-ci. La tension est proportionnelle à la dérivée de l'induction par le temps. Si les valeurs de U_{eff} et U_{max} changent en présence d'harmonique alors l'induction l'est aussi.

Il faut trouver une référence qui prend en compte les variations dues aux harmoniques.

7.4.2.3 Fondamental constant

Dans cette partie, les variations de tension sous régime harmonique sont prises en compte. Pour générer les tensions harmoniques, un programme MATLAB est utilisé. Il faut saisir dans ce programme les taux d'harmoniques voulus et il génère automatiquement une tension harmonique souhaitée. Une modification a été apportée au programme afin qu'il calcule les variations de tension entre le signal fondamental et celui des harmoniques. Par ce fait, le programme, en même temps qu'il génère les harmoniques, affiche le dépassement de l'induction dû aux harmoniques. Enfin, il suffit de mesurer les pertes à cette induction dépassée.

Un exemple visuel est donné ci-après :

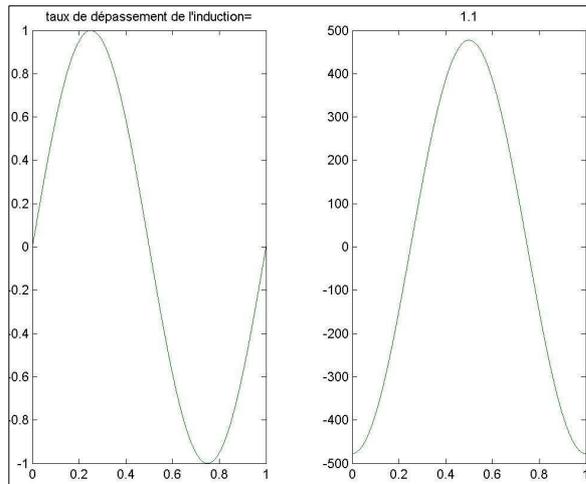


Figure 91 – Signal fondamental

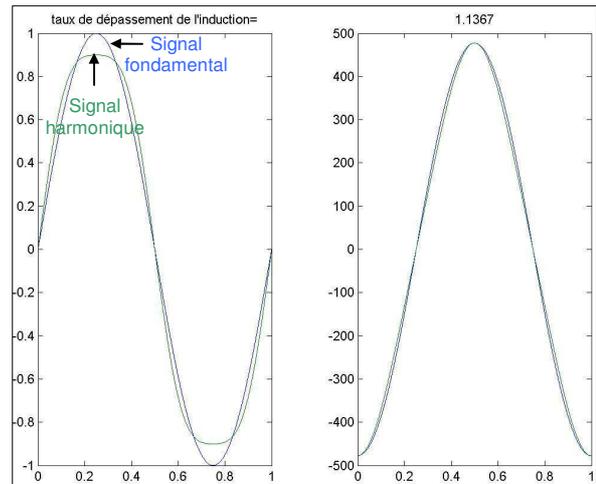


Figure 92 – Signal avec harmonique (10% de H3)

Les figures ci-dessus sont données par MATLAB pendant la création de signaux harmoniques. Dans chaque figure, le cadre gauche représente la tension et celui de droite l'induction.

Dans la **Figure 92**, le signal bleu représente le fondamental à 50 Hz et le signal vert la forme d'onde avec les harmoniques. Un en-tête donne le dépassement d'induction.

Par exemple, si on mesure les pertes à 1,1 T pour le fondamental pur alors avec 10% de H3, on doit les mesurer à 1,137 T. Ainsi ces valeurs peuvent être comparées. Pour chaque harmonique ou combinaison d'harmoniques et son taux, le programme calcule le dépassement d'induction associé.

Cette référence d'étude est la plus correcte et logique. Les résultats, présentés dans la suite, sont réalisés à partir de cette référence.

7.5. Résultats expérimentaux

Les transformateurs amorphes prototypes qui sont testés sur site possèdent une induction de fonctionnement entre 1,17 et 1,2 T. Les transformateurs classiques fonctionnent à une induction plus élevée, vers 1,5 et 1,6 T. Afin d'avoir une meilleure représentativité des mesures, les inductions de mesure choisies sont :

- 1,1 T pour les amorphes
- 1,5 T pour les tôles Fe-Si

Une harmonique est caractérisée par son rang et son taux. Un autre aspect concernant les harmoniques est son déphasage par rapport au fondamental. Dans les cas précédents, les harmoniques ont été injectées en phase avec le fondamental. S'il y a déphasage alors la forme des signaux ne sera plus la même, le dépassement d'induction aussi. Il est intéressant de voir l'effet de l'angle de déphasage sur les pertes magnétiques des matériaux. Dans la suite, les deux cas (sans et avec déphasage) seront présentés.

7.5.1 Effet des harmoniques sur les matériaux amorphes

7.5.1.1 Sans déphasage

Dans cette partie, les pertes dues aux harmoniques de rang 3, 5 et 7 sont données. Il n'y a pas de déphasage entre le fondamental et les signaux harmoniques. Voici les résultats obtenus :

SA1				HB1			
Sans harmonique : P = 0,150 W/kg (1,1 T)				Sans harmonique : P = 0,102 W/kg (1,1 T)			
Avec harmonique				Avec harmonique			
Taux	B _{dépassée} (T)*	Pertes (W/kg)	Différence** (W/kg - %)	Taux	B _{dépassée} (T)	Pertes (W/kg)	Différence (W/kg - %)
Harmonique 3				Harmonique 3			
5	1,118	0,154	0,004 - 3%	5	1,118	0,106	0,004 - 4%
10	1,137	0,158	0,008 - 5%	10	1,137	0,110	0,008 - 8%
15	1,155	0,163	0,013 - 9%	15	1,155	0,114	0,012 - 12%
20	1,173	0,170	0,020 - 13%	20	1,173	0,117	0,015 - 15%
Harmonique 5				Harmonique 5			
5	1,111	0,152	0,002 - 1%	5	1,111	0,105	0,003 - 3%
10	1,122	0,156	0,006 - 4%	10	1,122	0,106	0,004 - 4%
15	1,133	0,157	0,007 - 5%	15	1,133	0,108	0,006 - 6%
20	1,144	0,161	0,011 - 7%	20	1,144	0,110	0,008 - 8%
Harmonique 7				Harmonique 7			
5	1,108	0,150	0	5	1,108	0,102	0
10	1,116	0,153	0,003 - 2%	10	1,116	0,105	0,003 - 3%

Tableau 26 – Pertes de SA1 et HB1 sous différentes harmoniques

* : le dépassement d'induction est donné par le programme MATLAB. L'induction à laquelle chaque mesure a été faite ne correspond pas parfaitement à B_{dépassée} car il est très difficile d'ajuster le réglage au millième de Tesla.

** : la différence donnée ici correspond à l'augmentation de pertes due aux harmoniques par rapport aux pertes mesurées sans harmonique (fondamental). Celle-ci est aussi exprimée en pourcentage.

Les pertes ont été mesurées pour les harmoniques de rang 3, 5 et 7 seulement car au-delà (rang ≥ 9) l'effet n'a pas été détecté. Ceci ne veut pas dire que l'harmonique 9 peut être négligée. Ici, l'effet des harmoniques a été traité individuellement alors qu'en réalité une tension harmonique possède une combinaison des harmoniques (rang jusqu'à 13). Ces cas seront présentés ultérieurement.

Le maximum de taux harmonique testé est de 20%. Cette valeur en pourcentage de tension harmonique est élevée par rapport à ce que l'on peut trouver dans le réseau. Ceci a été fait dans un but expérimental afin d'amplifier l'effet des harmoniques.

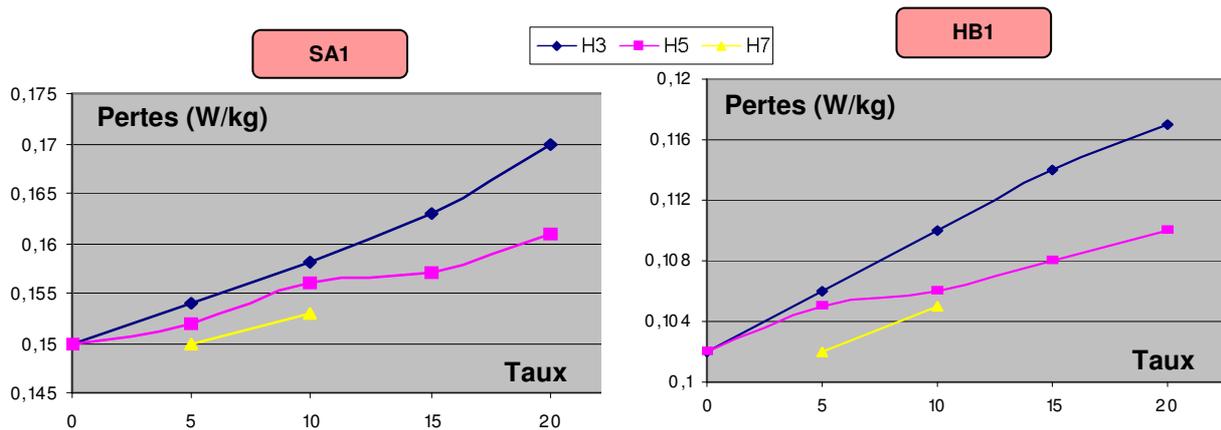


Figure 93 – Représentation graphique des pertes de SA1 et HB1

D'après la **Figure 93**, il est observé que l'harmonique 3 est plus néfaste que les autres harmoniques. Ceci est dû au fait que le dépassement d'induction, à même taux, est plus accentué pour l'harmonique 3 que les autres.

Une parfaite linéarité est identifiée entre les pertes et le taux d'harmonique dans le cas de H3. Pour H5, on observe une linéarité atténuée dans l'évolution des pertes en fonction du taux.

7.5.1.2 Avec déphasage

Dans cette partie, on maintient une harmonique à taux constant (10%) puis on fait varier le déphasage entre le fondamental et le signal harmonique. Des exemples de formes d'onde enregistrées sont donnés en **Annexe E**.

Voici les résultats obtenus :

Sans déphasage : P = 0,158 W/kg				SA1 – 10% H3								
Avec déphasage												
Angle (°)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120
B _{dépassée} (T)	1,133	1,122	1,105	1,086	1,07	1,063	1,07	1,086	1,105	1,122	1,133	1,137
Pertes (W/kg)	0,158	0,156	0,152	0,147	0,141	0,137	0,140	0,144	0,149	0,154	0,157	0,158
Différence (%)	0	-1%	-4%	-7%	-11%	-13%	-11%	-9%	-6%	-2%	-1%	0

Sans déphasage : P = 0,156 W/kg				SA1 – 10% H5			
Avec déphasage							
Angle (°)	10	20	30	36	50	60	72
B _{dépassée} (T)	1,116	1,102	1,083	1,078	1,098	1,114	1,122
Pertes (W/kg)	0,152	0,149	0,143	0,142	0,149	0,151	0,153
Différence (%)	-2%	-4%	-8%	-9%	-4%	-3%	-2%

Tableau 27 – Evolution des pertes de SA1 en fonction du déphasage

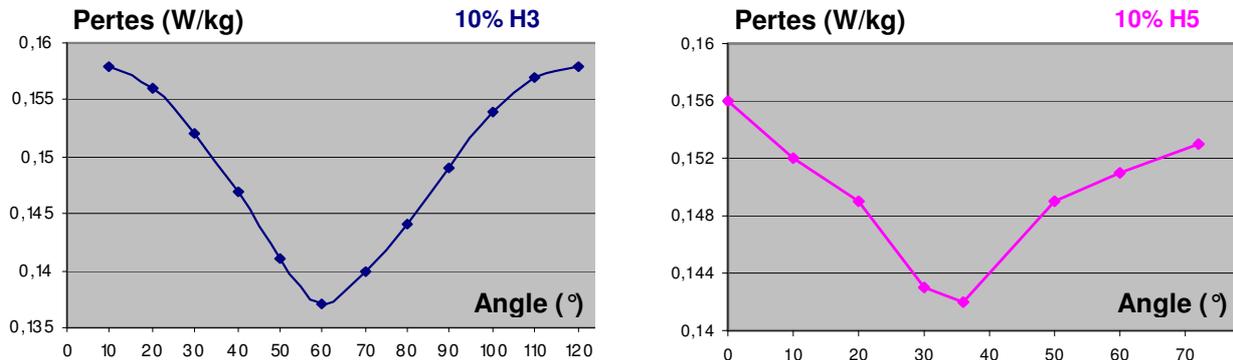


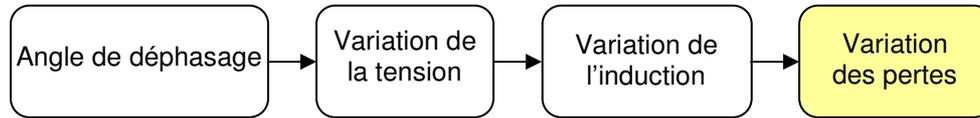
Figure 94 – Représentation graphique des pertes de SA1 en fonction du déphasage

D'après le **Tableau 34**, il est montré que le déphasage possède un effet positif et notable au sujet des pertes dues aux harmoniques. Les pertes diminuent de façon linéaire en fonction de l'angle jusqu'à atteindre un minimum puis augmentent de la même manière jusqu'à retrouver la valeur initiale.

Sans déphasage et avec 10% de H3, SA1 a une perte de 0,158 W/kg.

Avec déphasage de 60°, ce matériau possède une perte de 0,137 W/kg, ce qui correspond à une réduction de 13%. Puis à 120°, on retrouve la valeur initiale de 0,158 W/kg. Ce comportement est aussi détecté dans le cas de l'harmonique H5.

Cette variation de pertes est la conséquence des variations d'induction. Les pertes sont proportionnelles à l'induction B, elle-même liée à la tension injectée. Les formes d'onde enregistrées sont différentes suivant l'angle de déphasage, donc une variation de la tension harmonique en fonction de l'angle est observée. C'est cette variation qui est à l'origine des fluctuations des pertes car la tension est proportionnelle à l'induction.



L'angle correspondant au minimum de pertes n'est pas quelconque, il coïncide avec π/r , r étant le rang de l'harmonique considérée.

Pour l'harmonique 3, le minimum est repéré à 60° qui vaut $\pi/3$. De même, à l'angle 36° ($\pi/5$), un minimum est observé pour l'harmonique 5.

Il peut être conclu que les conditions défavorables, quant aux pertes, sont les angles $k \times 2\pi/r$, avec k entier, c'est à dire, quand les signaux harmoniques sont en phase avec le fondamental.

Calcul de l'induction

D'après l'**Annexe E**, avec 10% de H3 et un déphasage de 60° , U_{\max} du signal harmonique est supérieur à U_{\max} du signal sans harmonique alors que $B_{\text{dépassée}}$ ($B_{\text{harmonique}}$) est inférieur à $B_{\text{fondamental}}$. Il est souvent possible de confondre : U_{\max} donne B_{\max} . Voici un calcul littéral démontrant le contraire :

$$U \propto -\frac{dB}{dt} \Rightarrow dB \propto -U \cdot dt \propto -U_{\max} \sin \omega t \cdot dt$$

$$B \propto -\int U_{\max} \sin \omega t \cdot dt = \frac{U_{\max}}{\omega} \cos \omega t$$

On constate que U et B sont déphasés, par exemple, à $U=0$, B a la valeur max. Donc U_{\max} ne veut pas forcément dire B_{\max} . Dans le cas d'un bobinage, le déphasage U/I est très proche de $-\pi/2$.

Récapitulatif

- Étudier l'influence des harmoniques sur les pertes magnétiques des matériaux amorphes.
- Une tension harmonique est injectée puis les pertes sont mesurées à la sortie.
- Référence d'étude : fondamental constant, c'est à dire, les fluctuations de tension et d'induction dues aux harmoniques sont prises en compte.
- L'harmonique 3 a un effet plus accentué sur les pertes que les autres harmoniques.
- Suivant l'angle de déphasage, les pertes dues aux harmoniques peuvent diminuer ou augmenter par rapport à celles mesurées en régime sinusoïdal.
- La situation défavorable est celle où le fondamental et les harmoniques sont en phase.

7.5.2 Effet des harmoniques sur les tôles Fe-Si

De même, les tôles Fe-Si ont été caractérisées avec et sans déphasage avec les mêmes conditions expérimentales que les tores amorphes en terme de taux d'harmoniques. La seule différence est le fait que les tôles Fe-Si ont été étudiées avec un cadre Epstein alors que les tores amorphes ont été bobinés puis analysés.

7.5.2.1 Sans déphasage

Les résultats obtenus sur les tôles Fe-Si en injectant des harmoniques sans déphasage sont :

Tôle Fe-Si

Sans harmonique : P = 0,700 W/kg (1,5 T)			
Avec harmonique			
Taux	B _{dépassée} (T)	Pertes (W/kg)	Différence (W/kg – %)
Harmonique 3			
5	1,525	0,721	0,021 – 3%
10	1,55	0,742	0,042 – 6%
15	1,575	0,765	0,065 – 9%
20	1,6	0,806	0,106 – 15%
Harmonique 5			
5	1,515	0,708	0,008 – 1%
10	1,53	0,728	0,028 – 4%
15	1,545	0,739	0,039 – 6%
20	1,56	0,754	0,054 – 8%
Harmonique 7			
5	1,511	0,708	0,008 – 1%
10	1,521	0,718	0,018 – 3%

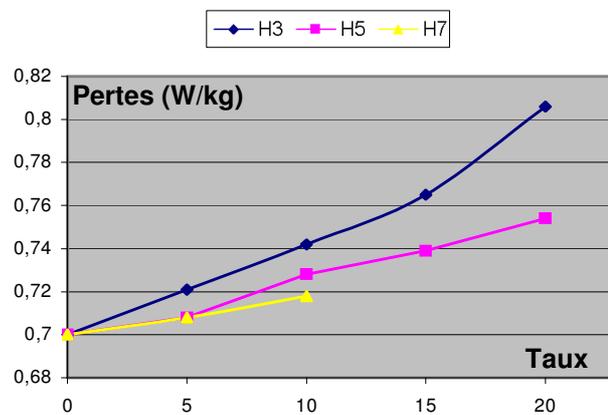


Figure 95 – Représentation graphique des pertes de tôles Fe-Si

Tableau 28 – Pertes des tôles Fe-Si sous différentes harmoniques

L'effet néfaste de l'harmonique 3 est répété. Avec 20% de H3, il y a augmentation de 15% des pertes magnétiques. En comparant les pertes de tôles Fe-Si et celles de SA1, il est observé que l'augmentation des pertes (en %) dans les deux cas est à peu près similaire.

Dans la **Figure 95**, l'évolution des pertes en fonction des taux d'harmonique est linéaire, de la même manière que les tores amorphes.

7.5.2.2 Avec déphasage

Cet essai a été réalisé de la même façon qu'avec les tores amorphes, c'est à dire, mêmes angles et taux d'harmonique. Voici ci-dessous les résultats obtenus :

Sans déphasage : P = 0,742 W/kg				Tôle Fe-Si – 10% H3								
Avec déphasage												
Angle (°)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120
B _{dépassée} (T)	1,545	1,53	1,507	1,481	1,459	1,45	1,459	1,481	1,507	1,53	1,545	1,55
Pertes (W/kg)	0,743	0,735	0,713	0,699	0,687	0,678	0,685	0,695	0,714	0,731	0,745	0,747
Différence (%)	0	-1%	-4%	-6%	-7%	-9%	-8%	-6%	-4%	-1%	0	0

Sans déphasage : P = 0,728 W/kg				Tôle Fe-Si – 10% H5				
Avec déphasage								
Angle (°)	10	20	30	36	40	50	60	72
B _{dépassée} (T)	1,522	1,502	1,477	1,47	1,473	1,497	1,519	1,53
Pertes (W/kg)	0,724	0,714	0,698	0,690	0,694	0,710	0,716	0,727
Différence (%)	-1%	-2%	-4%	-5%	-5%	-3%	-2%	0

Tableau 29 – Evolution des pertes de tôles Fe-Si en fonction du déphasage

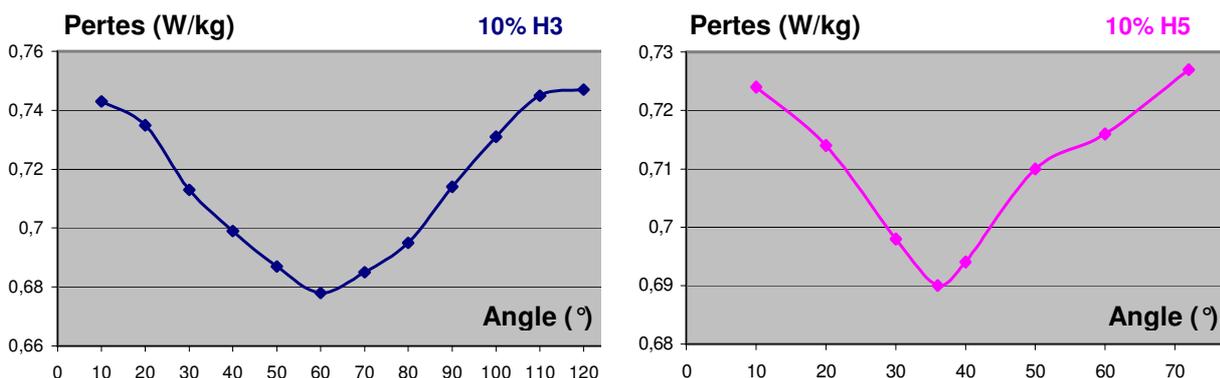


Figure 96 – Représentation graphique des pertes de tôles Fe-Si en fonction du déphasage

Les fluctuations observées dans les tores amorphes sont aussi identifiées dans le cas des tôles Fe-Si.

En comparant **Tableaux 27** et 29, on peut constater que la diminution des pertes à π/r est plus marquée pour les matériaux amorphes (-13%) que les tôles Fe-Si (-9%). Dans les deux cas, il est montré que la situation défavorable est celle où les harmoniques se retrouvent en phase avec le signal fondamental.

Précédemment, les différents cas étudiés restaient des finalités expérimentales et ne reflétaient aucune occurrence rencontrée dans le réseau de l'électricité. En réalité, les harmoniques n'interviennent qu'à plusieurs, c'est à dire, une combinaison d'harmoniques impaires. L'objectif, dans la suite, serait d'analyser les cas réels et distinguer quel matériau génère plus de pertes en présence d'harmoniques.

7.5.3 Etude de cas réels

Il est utile de préciser que les données disponibles donnent des taux en courant harmonique alors qu'ici seules les tensions harmoniques sont traitées. Pour convertir les courants harmoniques en tension, il fallait connaître la structure du réseau concerné et son impédance : un travail délicat.

Donc les données utilisées ici sont extraites d'un livrable référencé HR-42/05/055/A, fait par l'équipe du Groupe Qualité de l'Electricité d'EDF R&D Clamart [57].

Une campagne de mesures de niveaux harmoniques avec un ensemble d'appareils de mesures répartis sur des postes HTA/BT a été effectuée en 2000. Le tableau suivant donne les valeurs mesurées, que l'on nommera scénario 1 :

Scénario 1

V (taux de tension harmonique)	Taux en tension						
	V ₃	V ₅	V ₇	V ₉	V ₁₁	V ₁₃	THD _v
HTA poste source	0,5%	3,6%	1,5%	0,2%	0,5%	0,4%	3,8%

Tableau 30 – Valeurs de taux harmoniques retenues pour le scénario 1

Un deuxième scénario a été considéré par cette équipe de recherche. Ce scénario consiste à envisager un niveau harmonique maximal en tension pour le rang 5. Le taux maximal est donné par la norme CEI 61000-2-2 à 6%. Un rapport est calculé entre ce taux maximal (6%) et le taux mesuré pendant la campagne 2000 (3,6%). Ce facteur multiplicatif est ensuite appliqué à l'ensemble des valeurs du scénario 1.

Valeur fixée par la norme	6%
Facteur multiplicatif pour V _n	6/3,6 = 1,667

Scénario 2

V (taux de tension harmonique)	Taux en tension						
	V ₃	V ₅	V ₇	V ₉	V ₁₁	V ₁₃	THD _v
HTA poste source	0,8%	6%	2,5%	0,3%	0,8%	0,7%	6,3%

Tableau 31 – Valeurs de taux harmoniques retenues pour le scénario 2

L'équipe de recherche s'est limitée aux harmoniques de rangs impairs inférieurs à 14 car ils précisent que c'est la grande majorité des cas rencontrés sur le réseau. Seuls ces deux scénarii ont été envisagés par cette équipe.

Il semble intéressant de traiter le cas de la norme française. En effet, EDF s'engage à fournir aux clients basse tension une qualité d'électricité minimale en fixant les taux maximums de tension harmonique [58]. Les caractéristiques de tension de l'électricité fournie par les réseaux publics BT proviennent des postes HTA/BT.

Norme EDF – EN 50160

Rang r	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	THD _v
Amplitude V _h	5%	6%	5%	1,5%	3,5%	3%	0,5%	2%	1,5%	0,5%	1,5%	1,5%	11,3%

Tableau 32 – Valeurs des tensions harmoniques BT aux points de livraison exprimées en % du fondamental V₁

Ces trois scénarii ont été testés sur les matériaux magnétiques afin de mesurer les pertes engendrées. Il a été mentionné précédemment que la situation la plus défavorable est celle où il n'y existe de déphasage donc on travaille avec un angle de 0° entre les signaux harmoniques et le fondamental. Voici ci-dessous les résultats obtenus :

		Sans harmonique : P = 0,150 W/kg	Sans harmonique : P = 0,102 W/kg	Sans harmonique : P = 0,700 W/kg
Cas	Matériau	SA1	HB1	Tôles Fe-Si
Scénario 1		0,152	0,103	0,715
Scénario 2		0,154	0,106	0,728
Norme EDF		0,163	0,112	0,760

Tableau 33 – Pertes obtenues des matériaux magnétiques sous différents scénarii

Maintenant, les pertes doivent être comparées entre elles afin de déterminer quel matériau présente plus de pertes sous régime harmonique.

La manière la plus correcte de comparaison est de se référer aux transformateurs. Les pertes sont données en W/kg ; si la masse du noyau magnétique est multipliée aux valeurs de pertes alors, peut être, les pertes réelles ou à vide seront obtenues. Pour pouvoir faire ce calcul, il faudra d'abord s'assurer que les pertes mesurées sur des tores ou tôles peuvent être transposées aux transformateurs. Dans ce but, les pertes à vide de différents appareils de même puissance (400 kVA) sont comparées avec nos valeurs :

Transformateur classique

Masse du noyau (C ₀ -C _k) :	580 kg
Induction :	1,55 T
Pertes à vide réelles :	566 W
Pertes tôles Fe-Si à 1,55 T :	0,745 W/kg
Pertes calculées :	0,745 x 580 = 432 W
Ecart :	1-(432/566) → 24% d'erreur

Prototype SA1

Masse du noyau (A ₀ /2-C _k) :	750 kg
Induction :	1,2 T
Pertes à vide réelles :	174 W
Pertes tores SA1 à 1,2 T :	0,186 W/kg
Pertes calculées :	0,186 x 750 = 140 W
Ecart :	1-(140/174) → 20% d'erreur

Prototype HB1

Masse du noyau (A ₀ /2-C _k) :	769 kg
Induction :	1,2 T
Pertes à vide réelles :	145 W
Pertes tore HB1 à 1,2 T :	0,125 W/kg
Pertes calculées :	0,125 x 769 = 96 W
Ecart :	1-(96/145) → 34% d'erreur

D'après les calculs réalisés ci-dessus, il est observé qu'il existe une bonne marge d'erreur entre les pertes mesurées sur les tores et tôles, et celles rencontrées réellement sur un transformateur. Cela signifie que les pertes mesurées ne sont pas représentatives à l'échelle des transformateurs car les dimensions ne sont plus comparables entre matériaux et matériels.

La meilleure solution serait de réaliser cette étude harmonique directement sur les transformateurs.

Dans un but comparatif, les pertes mesurées sur les matériaux magnétiques seront converties en pertes dues aux harmoniques dans le matériel par multiplication de la masse du noyau. Les pourcentages d'erreur calculés précédemment seront appliqués afin d'obtenir des résultats convenables.

Tôles Fe-Si

Sans harmonique : P = 0,700 W/kg						
	Perte matériau (W/kg)	Différence (W/kg) *	Masse noyau (kg)	Perte harmonique (W) **	Coefficient	Pertes excès (W)
Scénario 1	0,715	0,015	580	9	÷0,76	12
Scénario 2	0,728	0,028	580	16	÷0,76	21
Norme EDF	0,760	0,060	580	35	÷0,76	46

Tore SA1

Sans harmonique : P = 0,150 W/kg						
	Perte matériau (W/kg)	Différence (W/kg) *	Masse noyau (kg)	Perte harmonique (W) **	Coefficient	Pertes excès (W)
Scénario 1	0,152	0,002	750	1,5	÷0,80	1,88
Scénario 2	0,154	0,004	750	3	÷0,80	3,75
Norme EDF	0,163	0,013	750	10	÷0,80	12,5

Tore HB1

Sans harmonique : P = 0,102 W/kg						
	Perte matériau (W/kg)	Différence (W/kg) *	Masse noyau (kg)	Perte harmonique (W) **	Coefficient	Pertes excès (W)
Scénario 1	0,103	0,001	769	0,769	÷0,66	1,16
Scénario 2	0,106	0,004	769	3	÷0,66	4,5
Norme EDF	0,112	0,010	769	7,7	÷0,66	11,6

* C'est la différence entre les pertes sans et avec harmonique.

** Il ne s'agit pas des pertes réelles dues aux harmoniques dans le transformateur mais un calcul pour avoir un ordre de grandeur.

Les deux scénarii en tensions harmoniques et les limites imposées par la norme ont été testés sur nos matériaux magnétiques. Les résultats obtenus montrent que les cas réels (scénarii 1 et 2) sont beaucoup moins néfastes en harmonique que les caractéristiques imposées par la norme française. Il est remarqué, quelque soit le matériau étudié, qu'il y a un facteur 2 ou 4 entre les pertes engendrées dans les cas réels et celles correspondant à la norme. Ceci est correct et logique car les limites imposées sont délibérément choisies afin de couvrir l'ensemble des défauts.

En comparant les pertes magnétiques entre les tôles Fe-Si et les tores amorphes, une grande différence est repérée. Par exemple, dans le cas du scénario 1 (données proches de la réalité), les tores amorphes génèrent 2 W en excès dues aux harmoniques alors que les tôles Fe-Si génèrent 12 W. Cet écart persiste dans les autres cas, donnant l'avantage des amorphes en régime harmonique au lieu des tôles Fe-Si.

Bien que HB1 soit plus performant en terme de pertes, ce matériau est d'autant plus sensible aux harmoniques que le matériau SA1.

Cette étude nous a montré que les tores amorphes sont beaucoup moins vulnérables aux harmoniques de tension que les tôles Fe-Si.

Récapitulatif

- **3 scénarii ont été envisagés afin de tester les matériaux dans les conditions proches de la réalité.**
- **Dans les situations réelles, le taux de l'harmonique 3 est moins important.**
- **Les pertes mesurées sur les tores ne peuvent être transposées au transformateur à cause de la différence des dimensions de chaque produit.**
- **Les limites imposées par la norme en tension harmonique surpassent les cas rencontrés dans le réseau.**
- **Les pertes des tores amorphes sont beaucoup moins influencées par les harmoniques que les échantillons de tôles Fe-Si.**

7.5.4 Aspects normatifs

La norme EN 50464-3 [59] prévoit qu'en présence de courants harmoniques, le transformateur est déclassé c'est à dire utilisé à une puissance maximale moindre que sa puissance assigné de conception. En effet, les courants harmoniques génèrent une puissance parasite qui se traduit en échauffements supplémentaires et en énergie perdue. Dans le cas des transformateurs amorphes, ce déclassement reste valide et applicable. La moindre sensibilité aux harmoniques des transformateurs amorphes rend ce déclassement encore plus protecteur pour cette technologie.

7.5.5 Pour l'exploitation

Les harmoniques ont également des impacts mécaniques (bruits, vibrations) et électromagnétiques (action des courants forts sur les courants faibles, domaine de la compatibilité électromagnétique – CEM). Des précautions particulières sont éventuellement à prendre vis à vis de la transmission du bruit dans les infrastructures. Les critères de risque sont quantifiés par des normes et des réglementations basées sur la valeur des distorsions. Globalement il est admis que la situation devient préoccupante à partir d'un THD en tension de 5% et toujours source de difficultés au-delà de 10%. Ainsi, les distributeurs s'engagent à fournir une tension limitée en THD, et les utilisateurs doivent restreindre leur réjection en courants harmoniques.

7.6. Conclusions

Les 2 questions survenues en début de cette étude étaient :

- Est-ce que les harmoniques ont une influence sur les matériaux amorphes? Si oui, dans quelle proportion?
- Est-ce que les matériaux amorphes sont toujours efficaces, en terme de pertes, par rapport aux tôles Fe-Si en présence d'harmoniques ?

Il est possible maintenant de répondre à ces questions :

- Oui, les harmoniques ont une influence sur les matériaux amorphes, surtout l'harmonique de rang 3 et surtout si les harmoniques sont en phase avec le fondamental. Il est montré que le déphasage peut faire diminuer l'induction de fonctionnement et ainsi baisser les pertes à vide.
- Les matériaux amorphes sont toujours plus performants par rapport aux tôles Fe-Si en présence d'harmoniques. Cet aspect a été vérifié en mesurant les pertes magnétiques des matériaux dans les situations proches de la réalité.

Une étude [60] a été réalisée par Electrical Research and Development Association of India (ERDA) qui consistait à comparer les pertes engendrées par un transformateur amorphe triphasé 250 kVA et un transformateur classique triphasé de même puissance. Ces deux transformateurs alimentaient des charges contenant beaucoup d'électronique de puissance avec un THD_i de 26%. Au final, l'étude montre que le transformateur amorphe engendrait 173 W de pertes à vide sous régime harmonique (pour 132 W prévus soit une augmentation de 31%) alors que le transformateur à tôles Fe-Si produisait 853 W de pertes à vide pour 466 W initialement prévus soit une augmentation de 83%.

L'étude menée par ERDA confirme nos conclusions précédemment émises, c'est à dire, les noyaux amorphes sont beaucoup moins affectés par les harmoniques que les noyaux Fe-Si. De ce fait, il est conclu que les matériaux amorphes sont moins sensibles aux harmoniques que les tôles Fe-Si, en matière de pertes. Par analogie, il peut être conclu que les transformateurs amorphes posséderont moins de pertes que les transformateurs classiques en présence de signaux harmoniques.

De façon indirecte, indépendamment de la technologie, les pollutions harmoniques ont également des impacts mécaniques (bruits, vibrations) et électromagnétiques. Des précautions particulières sont éventuellement à prendre vis à vis de la transmission du bruit dans les infrastructures pour les appareils les plus exposés.

8. Etude des courants d'appel des transformateurs amorphes

8.1. Contexte

La mise sous tension d'un transformateur à vide provoque fréquemment des courants d'appel élevés capables de le solliciter indûment. Dans certaines centrales (hydrauliques et éoliennes), des mises sous tension fréquentes sont prévues. Ce mode de fonctionnement impose des contraintes additionnelles aux transformateurs.

La conception des transformateurs suit essentiellement la loi de Lenz, qui stipule que la tension induite d'une spire dépend de la variation du flux qui la traverse :

$$e = - \frac{d\phi}{dt}$$

Le circuit magnétique, conducteur de flux, est dimensionné pour fonctionner à des densités de flux dans un régime normal. Cependant, lors de la mise sous tension d'un transformateur, des densités de flux élevées peuvent apparaître. Ces forts courants sont appelés « courant d'enclenchement » ou « courant d'appel ». Un oscillogramme typique d'un courant d'appel est présenté ci-après :

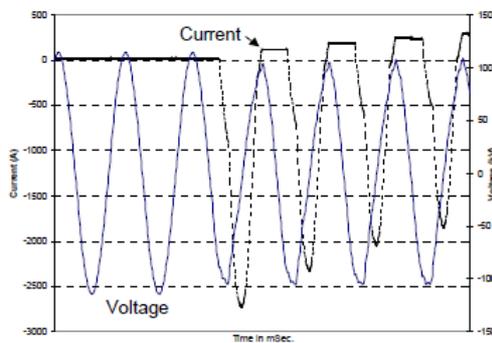


Figure 97 : Courant d'appel lors de la mise sous tension [61]

Les courants d'appel affectent considérablement le réseau et les matériels avoisinant. Voici quelques effets mentionnés :

- les relais de protection peuvent être déclenchés par erreur à cause de forts courants d'appel, présumant que ceux-ci sont provoqués par des défauts ;
- un fort courant d'appel peut générer un creux de tension sur le réseau, donc les charges connectées sur ce réseau ressentiront les fluctuations ;
- la forme d'un courant d'appel est loin d'être parfaitement sinusoïdale, contenant beaucoup d'harmoniques. Ces courants peuvent induire des résonances causant des perturbations dans le réseau.

Afin d'éviter ces défauts, il faut être en mesure de prédire la valeur du courant d'appel.

8.2. Réseau électrique HTA ou MT

Un réseau électrique est divisé en quatre grandes parties :

- production
- transport
- distribution
- consommation

Les réseaux électriques sont organisés à partir des niveaux de tension normalisés :

Type de réseau	Niveaux de tension
Transport et interconnexion	225 – 400 kV
Répartition	90 – 63 kV
Distribution	20 kV - 410 V

La structure des réseaux HTA est généralement exploitée en boucle ouverte avec :

- des postes HTA/BT raccordés en coupure d'artère (réseaux urbains) ;
- des postes HTA/BT raccordés en simple dérivation ou en coupure d'artère (réseaux ruraux)

Ces réseaux sont toujours issus de sources triphasées. Ils sont alimentés à partir de postes sources où est réalisée la transformation HTB/HTA. L'architecture de ces ouvrages la plus courante est **[61]**:

- une ou plusieurs lignes HTB, équipées d'un disjoncteur et de sectionneurs
- un jeu de barres HTA sectionnables
- un ou plusieurs transformateurs de puissance, équipés de disjoncteurs HTB capables de couper le courant magnétisant du transformateur

8.3. Contraintes sur les réseaux

Les réseaux électriques sont le siège de phénomènes permanents et transitoires lors de la manœuvre d'appareillage. Les perturbations pouvant affecter la tension sont **[62]** :

- des tensions trop hautes ou trop basses, des déséquilibres des tensions triphasées ;
- des variations rapides de la tension, des creux et des coupures de tension ;
- des formes d'onde non sinusoïdales : les harmoniques ;
- des surtensions brèves, susceptibles de détériorer les appareils.

8.3.1 Les surtensions

En fonction de leur forme/fréquence et de leur durée, les surtensions sont réparties dans les sous-catégories suivantes [51]:

- surtensions temporaires ;
- surtensions transitoires ;
- surtensions combinées.

Les surtensions temporaires sont des surtensions oscillantes à 50 Hz faiblement amorties, et dont la durée est supérieure à une période de la fréquence industrielle.

Les surtensions transitoires sont de courte durée (quelques ms), fortement amorties. Elles peuvent être superposées ou non à des surtensions temporaires.

Les disjoncteurs qui mettent sous et hors tension des portions de réseau génèrent des phénomènes transitoires qui engendrent des surtensions transitoires phase-terre ou phase-phase aussi bien lors de leur fermeture que lors de leur ouverture.

Les effets des surtensions sont très diverses selon le temps d'application, la répétitivité, l'amplitude, la raideur du front et la fréquence.

8.3.2 Mise sous tension de transformateurs

Lors d'une mise sous tension, les transformateurs sont exposés à des courants d'appel importants qui peuvent causer des surtensions temporaires sévères selon la configuration du réseau. En effet, ces contraintes apparaissent lorsqu'il existe à la fois de fortes capacités localisées et des inductances non linéaires (circuit magnétique saturable des transformateurs).

La cause principale vient de la présence de flux magnétique rémanent précédant la mise sous tension qui se fait de façon aléatoire. Ces courants d'appel imposent des contraintes mécaniques importantes aux enroulements du transformateur. S'il y a répétition du processus déclenchement-réenclenchement, alors la durée de vie du transformateur ainsi que la qualité des relais de protection peuvent être réduites. Les relais de protection doivent pouvoir discriminer un courant de court-circuit d'un courant d'appel car, à la mise sous tension par le primaire, la valeur de la crête du courant d'appel peut atteindre 10-15 In. Il peut y avoir dysfonctionnement du plan de protection et déclenchement non justifié de départ HTA.

Dans la majorité des cas (transformateurs classiques), les valeurs réelles sont très inférieures aux valeurs théoriques. Par exemple, pour un transformateur conventionnel de puissance 250 kVA, le courant d'appel peut atteindre 12 In mais en pratique on relève 6 In. Cette différence est due par le fait que la théorie nous donne des valeurs dans des situations sévères réunissant 2 conditions pour une même phase :

- au moment du déclenchement du transformateur, l'induction rémanente est maximale dans un sens ;
- au moment de la remise sous tension, le flux créé est à sa valeur maximale et de sens opposé.

Dans ces conditions, on assiste à un appel brutal de courant pouvant atteindre 12 In.

Les surtensions et les phénomènes liés à la mise sous tension des transformateurs ont été détaillés précédemment. Dans la suite, les essais menés sur les matériels seront présentés.

Récapitulatif

- **Courant d'enclenchement = fort courant survenant à la mise sous tension.**
- **Ces courants peuvent atteindre 12 In.**
- **Objectif : comparer les courants d'enclenchement de ces 2 types de transformateurs.**

8.4. Essais

L'objectif principal de ces essais consiste à mesurer les courants d'enclenchement lorsque le transformateur est connecté au réseau, le but étant de comparer les courants d'appel entre les deux technologies de circuit magnétique différent.

Pour cela, deux types d'essais de puissance ont été réalisés sur le site des Renardières :

- 1) 10 mises sous tension de 200 ms avec chaque enclenchement décalé de 2 ms
- 2) Réalisation d'un cycle de réenclenchement rapide

Il est important de préciser que les essais de mise sous tension simple et les cycles de réenclenchement ont été faits sans connexion de charges côté BT.

Voir ci-après les caractéristiques des transformateurs testés.

Appareils concernés :

	Transformateur amorphe	Transformateur classique
Puissance (kVA)	250	250
Fréquence (Hz)	50	50
U_{primaire} (V)	20 000	20 000
$U_{\text{secondaire}}$ (V)	410	410
Couplage	Dyn11	Dyn11
P_0 (W)	110 ($A_0/2-C_k$)	300 (A_0-C_k)
P_k (W)	3250	3250
Impédance de court-circuit	$\leq 4\%$	$\leq 4\%$

Tableau 34 – Caractéristiques des transformateurs testés

8.4.1 Mise sous tension simple

La fréquence à laquelle on travaille est 50 Hz. Dans ce cas la période T correspond à 20 ms. Dans cet essai, les mises sous tension sont réalisées en décalant à chaque fois de 2 ms, ainsi les 10 mesures couvriront une période entière.

La mise sous tension est effectuée sur la colonne centrale, la phase B pour le matériel amorphe et sur la phase A pour le conventionnel. Les valeurs relevées à la sortie sont les tensions crête et courants magnétisants (d'appel) de chaque phase.

Voici les résultats obtenus pour chaque transformateur :

Enclenchement à t (ms)	Transformateur amorphe			Transformateur classique		
	I_A (A)	I_B (A) – référence	I_C (A)	I_A (A) - référence	I_B (A)	I_C (A)
0	3	3	0	2	2	1
2	29	21	30	39	30	31
4	35	30	30	65	29	57
6	31	11	31	52	28	57
8	11	18	18	22	27	30
10	2	7	7	21	21	12
12	26	19	27	46	35	34
14	58	14	58	66	33	55
16	61	26	57	48	18	48
18	67	74	29	22	18	22

Tableau 35 – Résultats des essais de mise sous tension

Les valeurs maximales mesurées sur chaque transformateur sont données en rouge.
La mise sous tension se fait du côté HT. Le courant nominal correspondant est égal à :

$$I_{\text{eff}} = S / \sqrt{3} \cdot U_1 = 250 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3 = 7,2 \text{ A}$$

$$I_{\text{max}} = 7,2 \cdot \sqrt{2} = 10,2 \text{ A}$$

Les courants d'appel maximum mesurés sont :

- 74 A pour le transformateur amorphe
- 66 A pour le transformateur classique

Ces valeurs correspondent à 6-7 In.

8.4.2 Séquence déclenchement / ré-enclenchement

En réalité, deux séquences à différents instants ont été faites. Les séquences sont réalisées sur la colonne C de façon suivante :

- 5 séries de : mise sous tension à $U=0$ – déclenchement – ré-enclenchement après 300 ms à $U=0$
- 5 séries de : mise sous tension à $U=U_{\text{max}}$ – déclenchement – ré-enclenchement après 300 ms à $U=U_{\text{max}}$

En effet, la coupure pendant 300 ms correspond au temps réel de coupure de courant dans le réseau suite à un défaut. En présence d'un défaut, le départ est mis hors tension pendant 300 ms avant d'être réenclenché.

Dans cette partie, 2 courants d'appel sont mesurés : l'un pendant la mise sous tension et l'autre au ré-enclenchement.

Les résultats obtenus sont donnés à la page suivante :

Transformateur amorphe						Transformateur classique					
Mise sous tension			Ré-enclenchement			Mise sous tension			Ré-enclenchement		
$U = U_{\max}$											
I_{A1} (A)	I_{B1} (A)	I_{C1} (A)	I_{A2} (A)	I_{B2} (A)	I_{C2} (A)	I_{A1} (A)	I_{B1} (A)	I_{C1} (A)	I_{A2} (A)	I_{B2} (A)	I_{C2} (A)
42	44	24	33	18	33	41	42	15	41	41	20
47	61	39	47	61	39	41	41	17	37	37	20
45	47	24	45	47	24	42	43	18	37	37	21
83	83	29	114	193	113	43	45	20	36	36	19
58	73	40	122	197	107	43	43	18	39	39	19
$U = 0$											
I_{A1} (A)	I_{B1} (A)	I_{C1} (A)	I_{A2} (A)	I_{B2} (A)	I_{C2} (A)	I_{A1} (A)	I_{B1} (A)	I_{C1} (A)	I_{A2} (A)	I_{B2} (A)	I_{C2} (A)
13	9	13	145	42	127	25	12	35	33	12	33
16	16	8	40	40	18	24	15	24	30	12	30
10	7	10	2	14	14	24	15	24	32	11	32
13	13	7	162	49	139	25	14	25	33	12	33
21	20	8	116	68	147	25	15	25	31	12	31

Tableau 36 – Courants d'appel relevés pendant le cycle enclenchement-réenclenchement

8.5. Discussions

Le courant d'appel correspond à la surintensité transitoire qui se produit lors de la mise sous tension de certains récepteurs électriques. Pour les équipements inductifs ou capacitifs, ce courant peut atteindre 16 à 20 fois le courant assigné en charge I_n sur une durée de 100 ms (soit 5 alternances). Ce phénomène doit être pris en compte dans le choix des dispositifs ou automatismes de protection.

En pratique, l'amplitude du courant d'appel dépend de:

- l'instant de la mise sous tension sur la sinusoïde ;
- du flux rémanent résiduel issu de la coupure précédente ;
- des caractéristiques du transformateur, à savoir les propriétés des enroulements ;
- perméabilité du matériau magnétique.

8.5.1 Courants d'enclenchement en fonction des paramètres tension / induction

Il existe une formule pour calculer le courant d'appel à la mise sous tension d'un transformateur [63] :

$$I_{appel} = \frac{\sqrt{2}U}{\sqrt{(\omega L)^2 + R^2}} \left(\frac{2 \cdot B_N + B_R - B_S}{B_N} \right) \left\langle \frac{\sqrt{2}U}{R} \right. \quad (1)$$

- avec U : tension appliquée (V)
 B_n : induction nominale (T)
 B_s : induction à saturation (T)
 B_r : induction rémanente (T)
 R : résistance totale des enroulements (ohms)
 L : inductance des enroulements (H)

La formule suivante donne la relation entre l'inductance L et la perméabilité μ_r dans un régime linéaire:

$$L = \mu_0 \mu_r \times \frac{N^2 \cdot S}{l} \quad (2)$$

- avec μ_r : perméabilité magnétique du matériau
 N : nombre de spires
 S : section du noyau magnétique
 l : longueur moyenne de l'enroulement HT

La formule (1) est seulement valable dans le cas linéaire. En réalité, les transformateurs atteignent la saturation pendant l'enclenchement (phénomène de non-linéarité) donc la formule (1) n'est plus valable, ainsi il devient difficile d'expliquer la différence entre les courants d'appel d'un transformateur amorphe et d'un conventionnel. Pour comprendre le phénomène d'enclenchement, il est impératif de tracer u, i et le flux Φ en fonction du temps :

$$u = U_{max} \cdot \sin(\omega t + \varphi) \quad \text{il en découle} \quad \phi = \frac{U_{max}}{\omega} \cdot \cos(\omega t + \varphi) \cdot \tau \quad u = -\frac{d\phi}{dt}$$

$$\phi(0) = 0 = \frac{U_{max}}{\omega} \cdot \cos \varphi + c \quad \text{donc} \quad \phi(t) = \frac{U_{max}}{\omega} [\cos(\omega t + \varphi) - \cos \varphi]$$

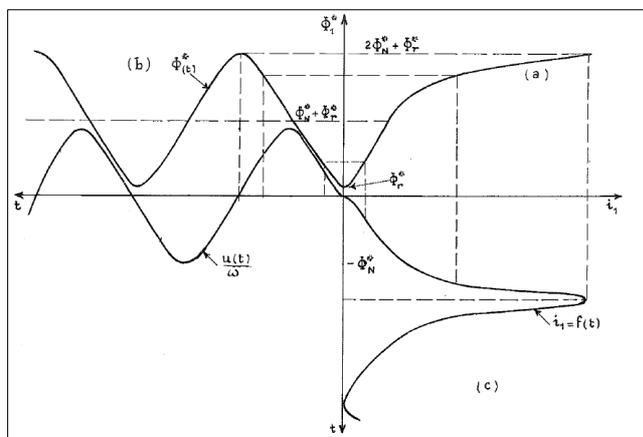


Figure 98: Illustration de u(t), Φ(t) et i(t) [64]

La Figure 98 montre les différents paramètres en fonction du temps. Dans le cadre (b), les courbes u(t) et de Φ(t) sont données. Compte tenu du déphasage existant de π/2 entre i/u, le courant atteint un maximum lorsque U=0. A cet instant le flux à travers la bobine est double du flux nominal. Dans ce cas, le matériau est complètement saturé, absorbant ainsi un fort courant d'appel, comme le montre les cadres (a) et (c).

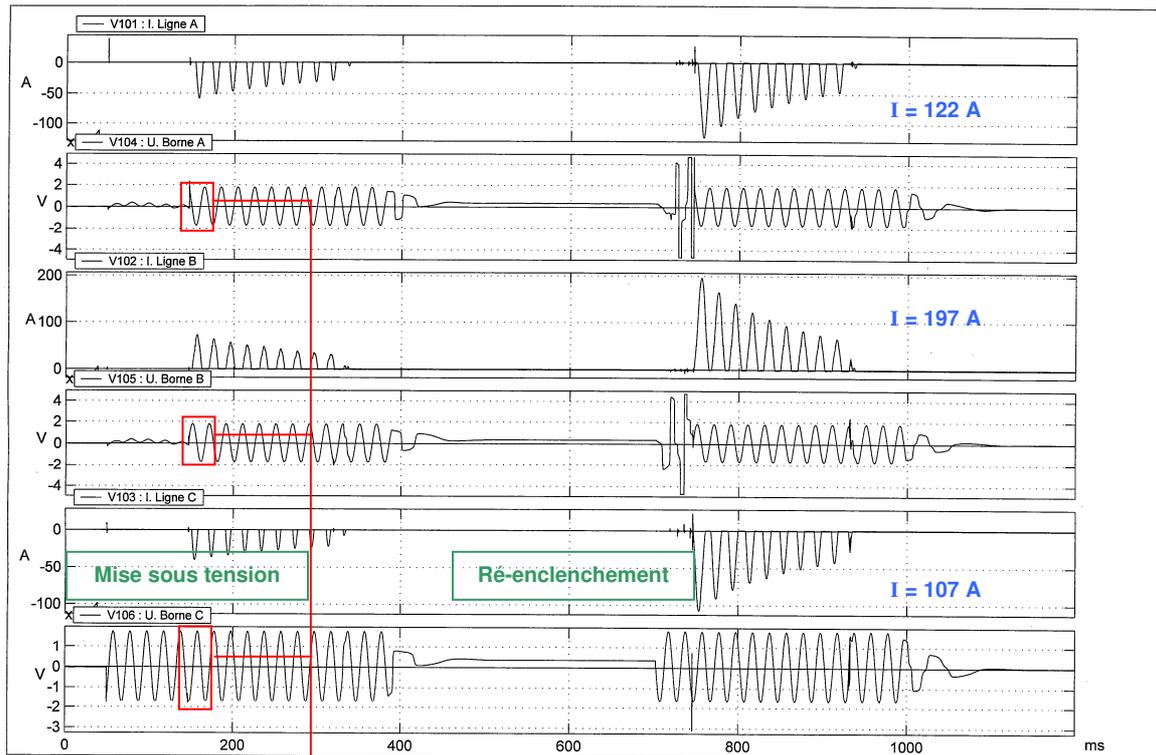


Figure 99 : Oscillogramme enregistré d'une séquence mise sous tension et ré-enclenchement sur un transformateur amorphe

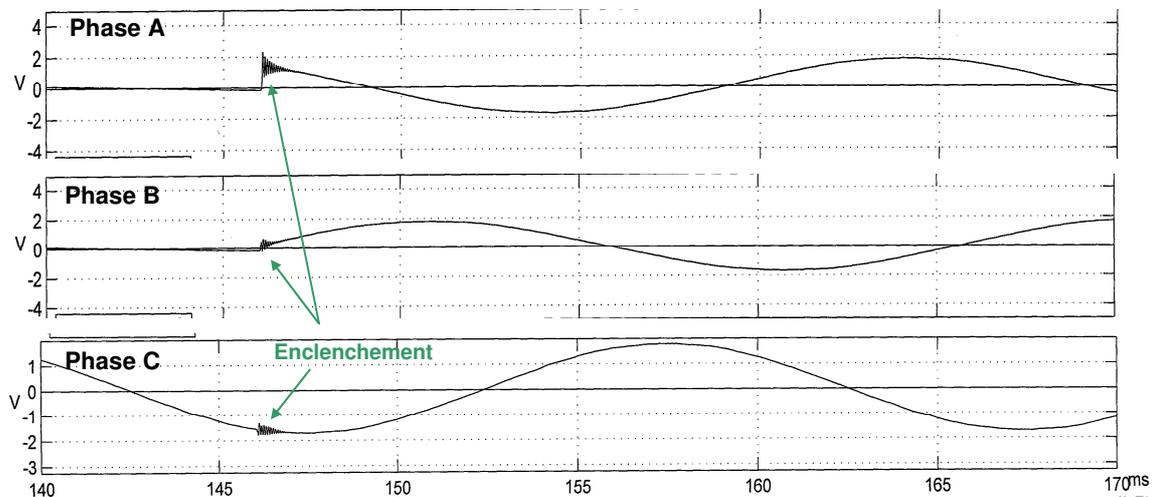


Figure 100 : Zoom sur l'oscillogramme précédent

La **Figure 99** représente les évolutions de tension et d'intensité relevées lors d'une séquence de mise sous tension et ré-enclenchement à $U=U_{max}$. Compte tenu du déphasage entre les phases, la mise sous tension ou le ré-enclenchement sur la phase C à $U=U_{max}$ correspond à un enclenchement à $U=0$ sur la phase B. Il a été vu précédemment qu'à $U=0$, un flux maximal circule dans le noyau sollicitant un courant d'appel élevé, d'où une intensité de 197 A relevée lors du ré-enclenchement de la phase B.

Il est observé sur la **Figure 99** que la décroissance du courant d'enclenchement se fait en 200 à 300 ms. On peut aussi remarquer que $I_{\text{mise sous tension}} < I_{\text{ré-enclenchement}}$ car un flux rémanent reste dans le circuit magnétique après la mise hors tension, augmentant ainsi le courant résultant de l'enclenchement.

8.5.2 Impact de la perméabilité magnétique des matériaux

L'induction B_m , correspondant au flux total dans le circuit magnétique, atteint une valeur beaucoup plus élevée, saturant ainsi le matériau. Pendant les séquences, les valeurs max de courant d'appel enregistrées sont 197 A pour l'amorphe et 66 A pour le conventionnel. Le courant d'enclenchement du transformateur amorphe (197 A) correspond à 20 fois le courant nominal max I_n .

Afin d'expliquer cet écart entre la technologie amorphe et celle classique, les propriétés intrinsèques au matériau doivent être traitées car les essais ont été réalisés dans les mêmes conditions pour les 2 technologies. Si une énorme différence dans les valeurs de courant d'appel a été identifiée alors cela peut être expliqué par la perméabilité de ces matériaux.

Voici les courbes d'hystérésis des rubans amorphes et de la tôle Fe-Si :

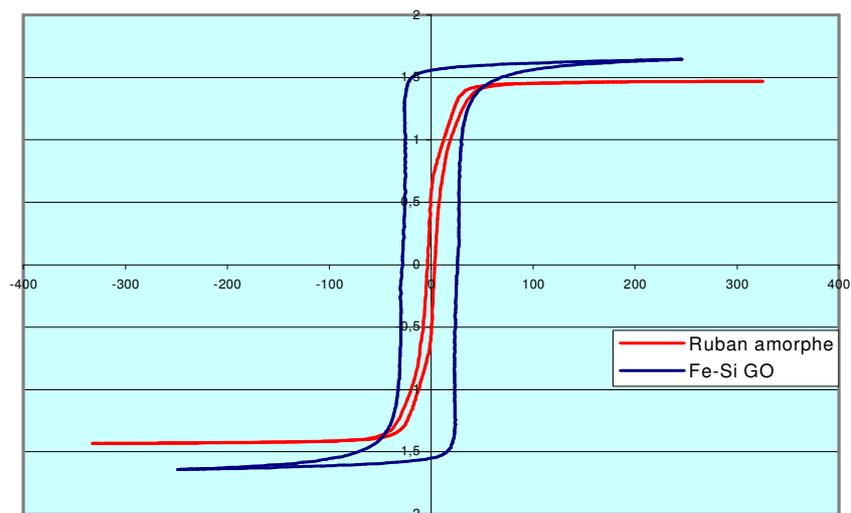


Figure 101 : Courbes d'hystérésis du ruban amorphe SA1 et de la tôle à GO

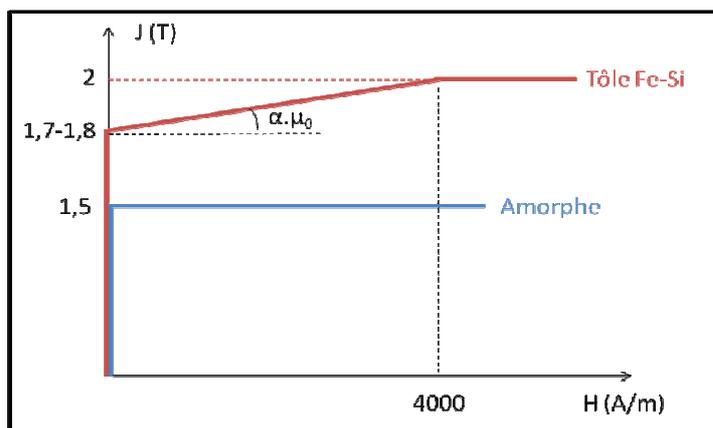


Figure 102 : Illustration schématique des courbes d'hystérésis du ruban amorphe SA1 et de la tôle à GO

$\alpha \sim 20-80$

Le courant d'enclenchement d'un transformateur est lié à l'impédance des bobinages et à la nature du circuit magnétique. La courbe d'hystérésis (B/H) traduit les variations de la perméabilité du matériau en fonction du courant. La première valeur μ correspond à la pente du segment quasi linéaire avant le coude de saturation. La pente du second segment traduit la perméabilité lorsque le matériau sature. Ces deux segments aux pentes très différentes vont être déterminants sur le courant d'appel.

L'évolution d'induction dans le matériau magnétique jusqu'à la saturation peut être représentée par 2 segments, comme le montre la **Figure 102** : un segment représentant la partie linéaire et un autre représentant la saturation.

Dans le cas des rubans amorphes, la perméabilité μ est proche de **100 000** tandis que celle des tôles à GO est de l'ordre de **42 000**. Les matériaux amorphes SA1 saturent à 1,56 T alors que les tôles Fe-Si possèdent une induction à saturation proche de 2 T. Le fort courant d'appel enregistré (197 A) dans le transformateur amorphe peut être expliqué par :

- la forte perméabilité des rubans amorphes. Ainsi ces matériaux atteignent beaucoup plus vite la saturation que les tôles avec une pente élevée. La courbe d'hystérésis d'un amorphe est très étroite par rapport à celle des tôles Fe-Si (voir **Figure 101**)
- la pente à saturation. Ayant atteint la saturation, la pente du second segment est quasiment horizontale ($\mu_R \rightarrow 1$) pour les amorphes. Ce phénomène n'est pas identifié avec les tôles à GO car le matériau classique n'est pas complètement saturé (voir **Figure 102**). Ainsi, avec une pente horizontale, les matériaux amorphes requièrent un fort courant d'appel.

On constate que si μ tend vers 0 alors i prend des valeurs importantes que seul le circuit d'essais ou le réseau tend à limiter.

La perméabilité du matériau magnétique joue un rôle très important. Le constat est que le courant d'appel des transformateurs modernes diffère de celui des précédentes générations d'appareils. Cela s'explique par l'amélioration constante de la perméabilité (μ) des tôles magnétiques dans le but de réduire les pertes à vide. La perméabilité magnétique affecte les pertes à vide mais son augmentation entraîne des forts courants d'enclenchement.

Il est utile de préciser que ces courants d'appel génèrent des efforts électrodynamiques. La force qui s'exerce sur les enroulements est moins importante que les efforts produits lors des courts-circuits. Durant les courts-circuits, un courant de 9 kA circule dans les enroulements d'un transformateur 250 kVA (Voir **§5.5.2**).

8.6. Pour l'exploitation

Lors de la mise sous tension d'un transformateur amorphe, avec $U=0$ sur une des phases, des courants d'appel élevés ont été enregistrés. Les protections par fusibles limiteurs doivent pouvoir discriminer un courant de défaut d'un courant d'appel. Dans le cas présent, à la mise sous tension du primaire du transformateur, la valeur du courant d'appel I_{appel} peut atteindre au maximum $20 I_n$ (On compare ici la valeur maximale du courant d'enclenchement (à la crête) avec la valeur crête du courant nominal en régime établi).

Pour l'exploitation, la question de la tenue du fusible se pose pour éviter des déclenchements intempestifs des départs HTA. Pour vérifier que les fusibles limiteurs HTA supportent les courants d'appel mesurés dans les transformateurs amorphes, les valeurs de courant d'appel sont mises en regard des courbes $i=f(t)$ des fusibles HTA (NF) répondant à la norme CEI 60282-1.

Conformément aux préconisations du guide technique, un fusible 16 A (Type NF) est utilisé pour un transformateur 250 kVA et un fusible 43 A (NF) est associé à un transformateur de 400 kVA.

Le courant d'appel maximum et sa décroissance sont reportés sur ces courbes $i=f(t)$ afin de voir si les valeurs de courant d'enclenchement dépassent la limite de fonctionnement des fusibles.

Dans le pire des cas, le courant d'appel maximum atteint, pour un transformateur amorphe 250 kVA, une valeur de 197 A.

En transposant au transformateur amorphe 400 kVA, cette valeur atteint 315 A. On reporte chaque pic d'intensité de la **Figure 99** sur la courbe $i(t)$ des fusibles. Ces courbes sont données à la page suivante :

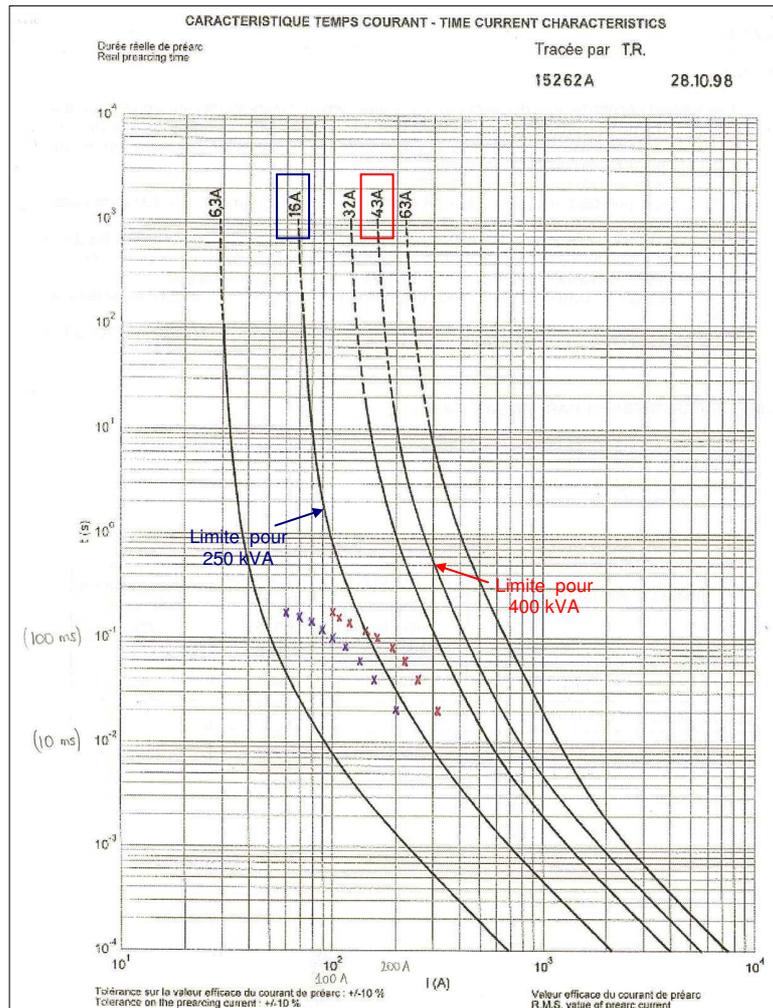


Figure 103 : Courbes $i=f(t)$ des fusibles HTA NF-U TE avec les courants d'appel mesurés sur les transformateurs amorphes 250 et 400 kVA

En pointillé, sont reportées les valeurs crêtes du courant absorbé en fonction du temps tout au long de l'enclenchement. On constate, dans le pire des cas, que les courants d'appel enregistrés sur le transformateur amorphe 250 kVA restent en dessous du seuil imposé par le fusible 16 A (C64-210). Si l'on prend en compte une tolérance de 10% sur la courbe $i=f(t)$, les valeurs de courants d'appel se superposent avec la courbe de tenue du fusible. Il est aussi observé que les courants d'appel s'éloignent de la limite de tenue du fusible au fur et à mesure que le régime s'établit. Pour le transformateur amorphe 400 kVA, le calibre 43A reste compatible avec les courants d'appel estimés pour cette puissance.

La mise sous tension de transformateurs amorphes ne devrait pas générer de déclenchement intempestif des protections par fusibles limiteurs NF car les courants d'appel relevés sont compatibles avec les calibres sélectionnés par le Distributeur. La mise en exploitation des transformateurs amorphes ne nécessitera pas de réglage particulier des protections.

Aujourd'hui, ERDF s'interroge sur la possibilité d'ouvrir le marché des fusibles HTA à des produits normalisés DIN (EN 60282-1 ou VDE 0670-4) [65]. L'étude s'est portée sur la vérification du comportement de ce type de fusibles en présence de transformateurs amorphes.

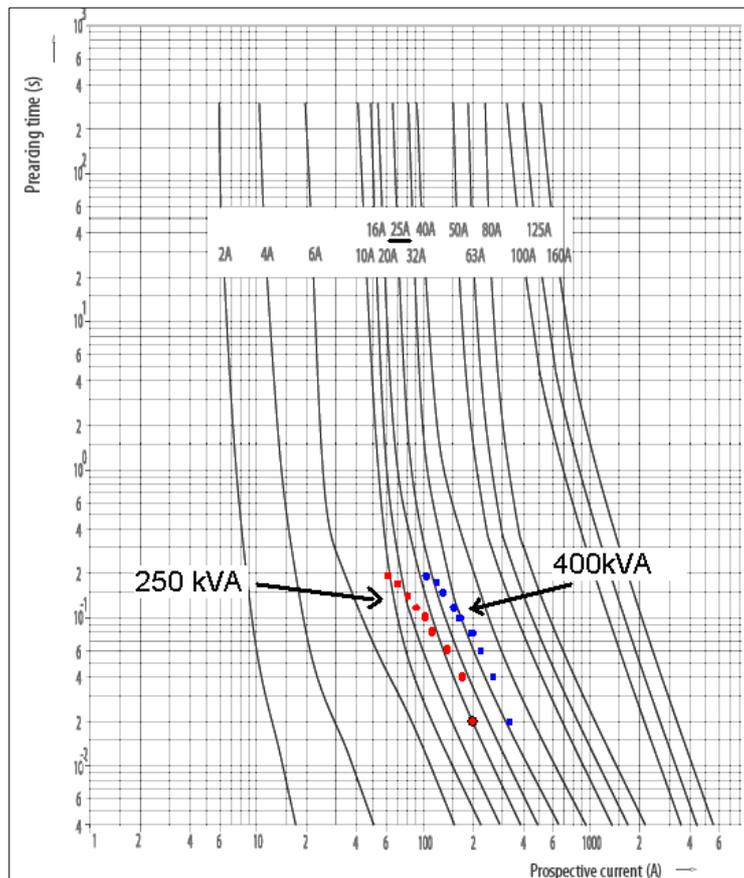


Figure 104 : Courbes $i=f(t)$ des fusibles limiteurs HTA de norme DIN avec les courants d'appel mesurés sur les transformateurs amorphes 250 et 400 kVA

En toute vraisemblance, une analyse rapide des courbes $i=f(t)$ des fusibles DIN laisse à penser que les produits susceptibles de convenir devront avoir un calibre de 25 A a minima pour pouvoir accepter les courants d'appel des transformateurs amorphes 250 kVA et un calibre de 40 A devrait convenir aux appareils 400 kVA.

Compte tenu de la diversité des références de fusibles DIN et d'un manque de visibilité des produits potentiellement compatibles avec les besoins du réseau français, il est difficile de se prononcer sur la pleine compatibilité des fusibles DIN avec les transformateurs amorphes.

Autre particularité : la mise sous tension a aussi pour conséquence immédiate de provoquer des surtensions de manœuvre, préjudiciables aux isolations qui sont exposées à une contrainte diélectrique avec un risque de claquage. Ces surtensions risquent de se propager entre le poste Source et le ou les transformateurs raccordés.

8.7. Conclusions

Les essais sur des prototypes 250 kVA ont fait la démonstration que les courants d'enclenchement des transformateurs amorphes seront supérieurs aux transformateurs conventionnels. Cette situation est liée à la saturation plus brutale des transformateurs amorphes en raison de la perméabilité magnétique plus élevée des amorphes. De plus, les pertes sont faibles dans le cas des amorphes or les pertes dans le transformateur amortissent la montée du courant.

L'impact sur le réseau devrait être limité si la mise sous tension ne se produit pas lorsque $U=0$ sur une phase. Ce transitoire étant de courte durée (0,5 s), le raccordement et la mise sous tension de transformateurs amorphes ne devraient pas poser de problème si les temps de réaction des protections sont supérieurs aux temps d'apparition des courants d'appel.

La question des courants d'appel supérieurs peut se poser en cas de remise sous tension suite à un black-out ou une interruption de fourniture généralisée. A la mise sous tension du transformateur de poste source, la présence de nombreux transformateurs amorphes pourrait poser problème si tous les appareils étaient remis sous tension au même instant. Dans la pratique, la remise sous tension des départs est échelonnée de 30 secondes à 1 minute de façon automatique ou manuelle.

Pour l'exploitation, en tenant compte des caractéristiques des protections fusibles, la mise en exploitation de transformateurs amorphes ne devrait pas poser de problème particulier au regard des courants d'appel lors de la mise sous tension. Les fusibles NF utilisés pour les appareils conventionnels restent compatibles avec les transformateurs amorphes.

EDF R&D propose de procéder à des essais complémentaires pour mieux caractériser le comportement des fusibles associés aux transformateurs amorphes. Ces essais permettront de valider des situations particulières voire critiques pour différents types de fusibles NF et DIN.

Les essais de puissance sur les transformateurs sont réalisés dans un laboratoire. Le déploiement à grande échelle peut nécessiter une étude plus poussée et précise en tenant compte des paramètres réels du réseau.

Bilan

- **2 types d'essai sont réalisés : mise sous tension simple et une séquence enclenchement – déclenchement – ré-enclenchement à $U=0$ et U_{max} .**
- **Cas défavorable : enclenchement à $U=0$ dans une phase.**
- **Le transformateur amorphe réclame, dans les pires des cas, un courant d'appel plus important (197 A) qu'un transformateur conventionnel (66 A).**
- **Perméabilité élevée des amorphes → réduction de P_0 mais fort courant d'appel.**
- **Fort courant d'appel → surtension de manœuvre, risque de claquage des isolants.**
- **Les fusibles utilisés pour les transformateurs classiques sont compatibles avec les courants d'appel mesurés sur les transformateurs amorphes.**

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Ce manuscrit a présenté la technologie amorphe dédiée aux transformateurs de distribution. La dissertation s'est articulée en quatre chapitres :

Le premier chapitre a permis d'exposer la filière amorphe ainsi que son ACV. Il a été vu que le concept retenu pour les transformateurs amorphes est celui dit « 5 legs ». Il est intéressant de citer que Metglas détient le quasi-monopole mondial quant à la production des rubans amorphes. Les matériaux nanocristallins ne possèdent aucun intérêt à ce jour dans l'application des transformateurs à cause de leur fragilité et leur faible induction. L'ACV réalisée sur la technologie amorphe a prouvé que celle-ci est plus efficace que la technologie classique à GO. La longue chaîne d'approvisionnement de la filière amorphe n'est pas un souci majeur, d'un point de vue écologique, car l'impact environnemental dû à l'utilisation emporte largement sur les autres stades de l'ACV.

Le deuxième chapitre a présenté les travaux réalisés sur le matériau amorphe. L'étude de la compatibilité chimique a montré que les propriétés magnétiques des matériaux testés étaient stables dans le temps et que les huiles considérées n'ont aucun effet néfaste sur les rubans amorphes. Ceci a été confirmé par les études DRX menées sur les échantillons testés. Le vieillissement accéléré a permis d'extrapoler la durée de vie des rubans amorphes. Ces durées ont été calculées à partir de deux essais en température. L'extrapolation aurait une validité scientifique si un troisième point dans les courbes d'Arrhenius était trouvé. Malgré les tentatives, un troisième point n'a pas pu être identifié.

Le troisième chapitre a montré les limites de cette technologie en évaluant la tenue mécanique des transformateurs amorphes face aux courants de court-circuit. Les concepts ont certes évolué mais les problèmes rencontrés dans les années 90 sont à nouveau détectés aujourd'hui. Les constructeurs doivent revoir leur construction afin de développer un produit satisfaisant les exigences de ERDF.

Le dernier chapitre a traité les matériaux amorphes face aux harmoniques et les courants d'appel à la mise sous tension. Il est conclu que les tores amorphes sont moins sensibles que les tôles Fe-Si à GO, en matière de pertes. Les essais de puissance menés sur les transformateurs amorphes ont montré que les courants d'appel mesurés sur ces appareils sont supérieurs à ceux des transformateurs conventionnels. La perméabilité élevée des rubans amorphes par rapport aux tôles Fe-Si est la cause principale des valeurs élevées des courants d'appel. Il a été montré que les fusibles utilisés dans le réseau EDF sont compatibles avec les courants d'appel mesurés sur les transformateurs amorphes.

Ce projet de thèse avait pour objectif d'évaluer la technologie amorphe et apporter un avis au client ERDF. Cette étude sur les transformateurs amorphes a montré que les rubans amorphes offrent une réduction nette des pertes à vide ($A_0/2$, voire $A_0/3$). Cette technologie s'inscrit de façon cohérente dans la démarche de ERDF et de l'UE concernant l'utilisation des transformateurs à haute efficacité énergétique.

Bien que cette technologie soit prometteuse, il reste des obstacles à surmonter. Un des défauts majeurs de ces appareils est la mauvaise tenue aux courts-circuits. Il a été observé que certains constructeurs proposent tout de même des produits satisfaisants mais des progrès restent à faire afin de parvenir à un matériel recevable. Un autre problème rencontré dans ces appareils est la présence de fragments métalliques amorphes mettant en cause la tenue diélectrique du transformateur.

L'étude des matériaux amorphes face aux harmoniques a été faite sur des tores et transposée aux transformateurs. Il serait intéressant de faire la même procédure sur les transformateurs directement afin d'obtenir des résultats concluants.

Les courants d'appel ont été mesurés sur une seule puissance (250 kVA). Pour confronter les courbes $i=f(t)$ avec les courants d'enclenchement, il est souhaitable de mesurer le courant à la mise sous tension pour une autre puissance, 400 kVA par exemple.

Une des questions qui nous est survenue souvent est la répartition du flux dans un modèle 5 legs. Le noyau amorphe possède à ses deux extrémités une demi-colonne en addition où le flux peut transiter. Afin de déterminer la quantité de flux traversant les extrémités, une première modélisation sous Flux2D est préconisée. Si la simulation s'avère intéressante alors une simulation sous Flux3D apportera des informations complémentaires.

Bibliographie

- [1] Vouloir Savoir (document interne EDF) n° 178, p.1, décembre 2008.
- [2] Joan Frau et Roman Targosz, *Conventional design versus Amorphous transformer*, SEEDT, p.5, janvier 2008.
- [3] Christophe ELLEAU, note interne H-M24-2008-03729-FR : *Matériaux magnétiques amorphes et nanomatériaux pour transformateurs de distribution. Propriétés recherchées, expériences internationales et particularités*, novembre 2008.
- [4] EPRI, *Production methods for amorphous alloy for transformer cores*, 1992.
- [5] J. Benard, A. Michel, J. Philibert, J. Talbot, *Métallurgie structurale*, Masson 2^{ème} édition, p.10-11, 1991.
- [6] V. Kolomytsev, M. Babanly, R. Musienko, A. Sezonenko, P. Ochin, A. Dezellus, P. Plaindoux, R. Portier et P. Vermaut, *Multicomponent TiNi-based shape memory alloys: General considerations and selection rules for an initial precursor amorphous state*, Journal de Physique IV ESOMAT 2000 par G. Airoldi, S. Besseghini, EDS., p. 458.
- [7] Jean-Claude PERRON, *Matériaux ferromagnétiques amorphes et nanocristallins*, Techniques de l'Ingénieur, p.12, novembre 1997.
- [8] Pierre BRISSONNEAU, *Magnétisme et matériaux magnétiques pour l'électronique* (1997)
- [9] Marielle AKAMATSU, note interne H-T27-2008-03988-FR : *Matériaux ferromagnétiques amorphes et nanocristallins pour transformateurs : éléments bibliographiques*, janvier 2009.
- [10] Frédéric MAZALEYRAT, *Matériaux magnétiques : des principes aux applications*, p.109.
- [11] METGLAS Technical Bulletin of Magnetic alloy 2605SA1.
- [12] Frédéric MAZALEYRAT et Richard BARRUE, *Soft amorphous and nanocristalline magnetic materials*, Handbook of Advanced Electronic and Photonic Materials and Devices, chp.3, p.80.
- [13] METGLAS Technical Bulletin of Finemet®
- [14] R-H. Pry et C-P. Bean, "Calculation of the energy loss in magnetic sheet materials using a domain mode", Journal of Applied Physics, vol. 29, p. 532 (1958).
- [15] G. Bertotti, "General properties of power losses in soft ferromagnetic materials", IEEE Transactions on Magnetics, vol. 24, p. 621-630 (1988).
- [16] G. Bertotti, "Physical interpretation of eddy current losses in ferromagnetic materials", J; Applied Physics, vol. 57, p. 2110-2126 (1985).
- [17] G. Bertotti, E. Ferrera, F. Fiorillo, P. Tiberto, "Magnetic properties of rapidly quenched soft magnetic materials", Mat. Sc. And Engineering A, vol. 226-228, p. 603-613 (1997).
- [18] G. Bertotti, F. Fiorillo, M. Pasquale, "Measurement and prediction of dynamic loop shapes and power losses in soft magnetic materials", IEEE Transactions on Magnetics, vol. 29, p. 3496-3498 (1993).
- [19] Naim Derebasi, Ilker Kucuk, A.J. Moses, "Mathematical model for estimation of dynamic losses of grain oriented 3% SiFe toroidal wound cores up to 1 kHz", Sensors and Actuators A: Physical, vol. 106, Issues 1–3, p. 101-103 (2003).
- [20] Ryusuke Hasegawa, *Advance in amorphous and nanocristalline magnetic materials*, Journal of Magnetism and Magnetic Materials, vol. 304, p.188 (2006).

- [21] Ryusuke Hasegawa, *Magnetic properties of high Bs Fe-based amorphous materials*, Journal of Magnetism and Magnetic Materials, vol. 304, p.677 (2006).
- [22] EPRI, *Amorphous Metal Transformer : Next steps*, juillet 2009.
- [23] www.metglas.com
- [24] N. Boeglin et D. Veillet, *Introduction à l'Analyse du Cycle de Vie (ACV)*, Agence de L'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME).
- [25] ISO 14041. – *Environmental Management. Life Cycle Assessment. Principles and Framework*. Genève, International Organisation for Standard (2006).
- [26] A. Iosif, F. Hanrot et D. Ablitzer, *Application de l'inventaire du cycle de vie en sidérurgie – M7160*, Techniques de l'Ingénieur.
- [27] P. Rousseaux, *Analyse du Cycle de Vie (ACV) – G5500*, Techniques de l'Ingénieur.
- [28] ISO 14041. – *Environmental Management. Life Cycle Assessment. Goal and Scope definition and Life Cycle Inventory Analysis*, <http://www.afnor.fr> ; <http://www.iso.org> (1998).
- [29] J. Astier, *Gestion de l'énergie – M 7140*, Techniques de l'Ingénieur.
- [30] MEEDDAT et ADEME, *Etude de l'efficacité énergétique et environnementale du transport maritime*, Janvier 2009.
- [31] G. Couderchon, *Alliages magnétiques doux – M350*, Techniques de l'Ingénieur.
- [32] Plaquette de Thyssen Krupp Steel.
- [33] J-C. Bavay et J. Verdun, *Alliages fer-silicium – D2110*, Techniques de l'Ingénieur.
- [34] J. Bouvard, *Tôlerie forte – M 7920*, Techniques de l'Ingénieur.
- [35] R. Albery, *Laminage à chaud des produits plats sur train à bandes. Partie 2 – M 7941*, Techniques de l'Ingénieur.
- [36] Y. Sakamoto, Y. Tonooka, Y. Yanagisawa, *Estimation of energy consumption for each process in the Japanese steel industry : a process analysis*, Energy Conversion and Management, vol. 40, p. 1129-1140 (1999).
- [37] J. Stubbles, *Energy use in the U.S. steel industry : an historical perspective and future opportunities*, September 2000.
- [38] D.J. Grielen, A.W.N. Van Dril, *The basic metal industry and its energy use : Prospects for the Dutch energy intensive industry*, 1997.
- [39] R. Le Borgne et P. Feillard, *ACV – Application dans l'industrie automobile – G5800*, Techniques de l'Ingénieur.
- [40] F. Meunier, *Thermodynamique de l'Ingénieur: Energétique – Environnement*, p. 289 et ADEME, *Note de cadrage sur le contenu de CO₂ du kWh par usage en France*, Janvier 2005.
- [41] ADEME, *Facteurs d'émission de dioxyde de carbone pour les combustibles*, Avril 2005.
- [42] Magnétisme, Tome 1, *Fondements*, p.98, 2000.
- [43] Frédéric MAZALEYRAT, *Matériaux magnétiques : des principes aux applications*, p.111.
- [44] A. Sato, H. Terada, T. Nagata, S. Kurita, Y. Matsuda, K. Fukui, D. Azuma and R. Hasegawa, *Development of distribution transformers based on new amorphous metals*, CIRED, 20th International Conference on Electricity Distribution, paper 0474 (2009).
- [45] D. Azuma and R. Hasegawa, *Audible noise from amorphous metal and silicon steel-based transformer core*, IEEE Transactions on Magnetics, vol. 44, n° 11 (2008).
- [46] Livre de M. Marty, D. Dixneuf et D. G. Gilabert, *Principes d'électrotechnique*, Edition Dunod (2005).

- [47] Livre de A. Guilbert, *Circuits magnétiques à flux alternatif – Transformateur – Théorie, Fonctionnement et Calcul*, Editions Eyrolles (1973).
- [48] A. C. de Azevedo, A. C. Delaiba, J. C. de Oliveira, B. C. Carvalho, H. de S. Bronzeado, *Transformer mechanical stress caused by external short-circuit : a time domain approach*, International Conference on Power Systems Transients (2007).
- [49] B. Jarry, P. Lauzevis, P. Lagache and M. Sacotte, *Amorphous sheet core transformers under experimentation on the ERDF network*, CIRED, 20th International Conference on Electricity Distribution, paper 0090, p.3 (2009).
- [50] T. Wildi et G. Sybille, *Electrotechnique*, 3^e édition (2000).
- [51] R. Ott, *Qualité de la tension : Introduction – D4261*, Techniques de l'Ingénieur.
- [52] R. Ott, *Qualité de la tension : Harmoniques – D4264*, Techniques de l'Ingénieur.
- [53] J-P. Bejot et P. Trotry : *La perturbation des réseaux électriques par les harmoniques en milieu industriel. Conséquences sur les transformateurs et les condensateurs de puissance* (1991).
- [54] D. Chapman, *Harmoniques – Causes et Effet*, Guide Power Quality, Copper Development Association (2002).
- [55] R. Hasegawa and D.C. Pruess, *Impact of Amorphous Metal Based Transformers on Efficiency and Quality of Electric Power Distribution*, IEEE Power Engineering Society (2000).
- [56] Thèse de W. Frelin, *Impact de la pollution harmonique sur les matériels de réseau*, soutenue le 17 décembre 2009.
- [57] C. Santander et L. Berthet, *Coût de la qualité : Inventaire et estimation des coûts liés aux harmoniques*, note HR-42/05/055/A, Mesure et Système d'information des réseaux électriques (2006).
- [58] NF EN 50160 : *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution*, (2011).
- [59] NF EN 50464-3 : *Transformateurs triphasés de distribution immergés dans l'huile, 50 Hz, de 50 kVA à 2500 kVA, de tension la plus élevée pour le matériel ne dépassant pas 36 kV. Partie 3 : Détermination de la caractéristique de puissance d'un transformateur avec des courants de charge non sinusoïdaux*, (2007).
- [60] ERDA Report "Transformer performance under harmonic conditions in industry", Electrical Research and Development Association, Vadodara, India (2000).
- [61] L. Cipcigan, W. Xu and V. Dinavahi, *A new technique to mitigate inrush current caused by transformer energization*, IEEE Transactions (2002).
- [62] A. Croguennoc, *Protection des réseaux à moyenne tension de distribution publique – D4810*, Techniques de l'Ingénieur.
- [63] F. Mekic, R. Girgis, Z. Gajic and E. Tenyenhuis, *Power transformer characteristics and their effect on protective relays*, 33rd Western Protective Relay Conference (2006).
- [64] P. Barret et B. Favez, *Electrotechnique générale – Machines électriques statiques* (Tome 1).
- [65] Catherine Vernhes, note interne H-M24-2010-1534-FR : *Etude sur la faisabilité d'utiliser des fusibles à haute tension de type DIN sur les réseaux de distribution ERDF*, juillet 2010.

Annexes

ANNEXE A : ORGANISATION DE LA FILIERE AMORPHE DANS LE MONDE

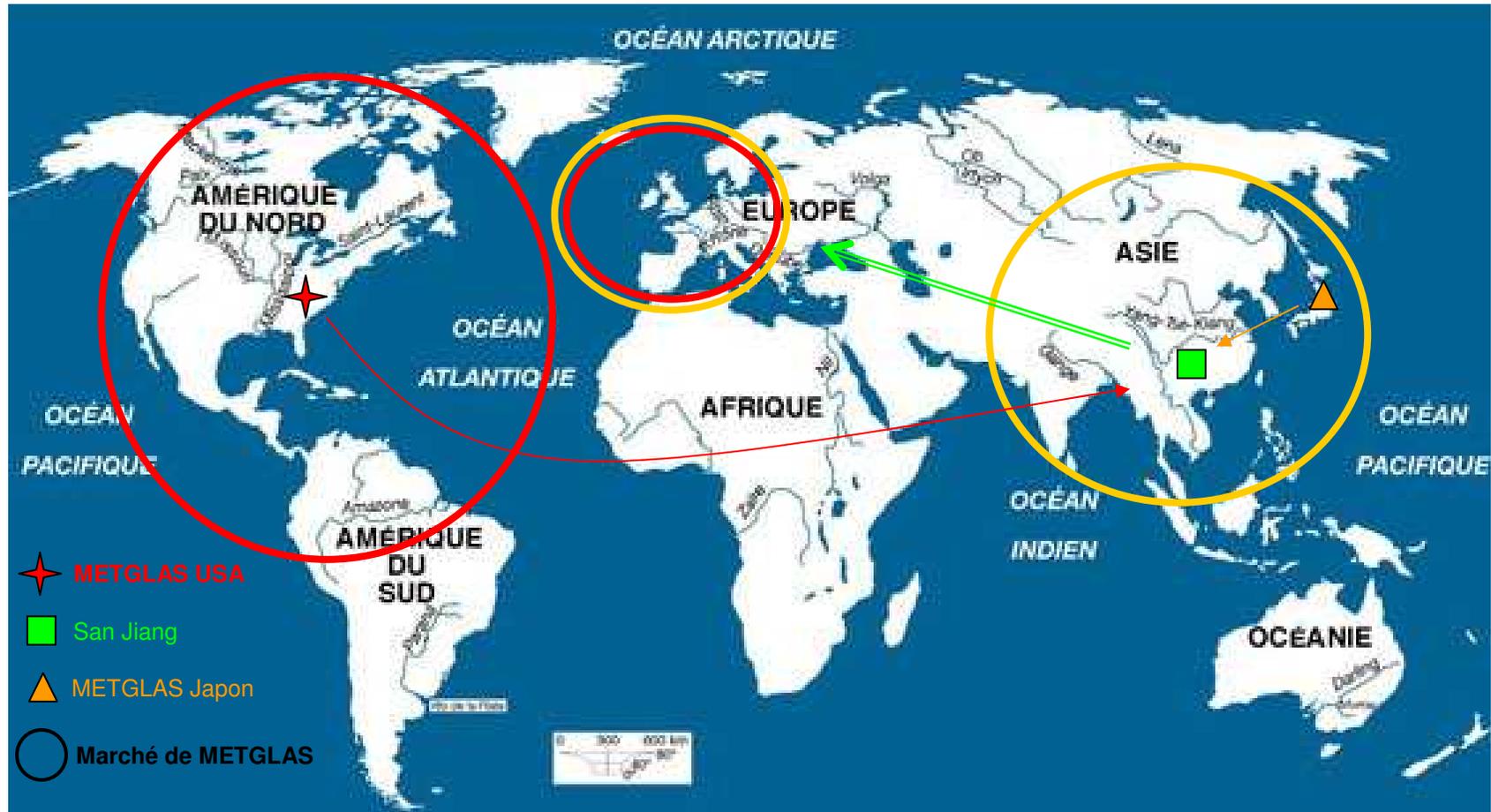
ANNEXE B : RESULTATS DE L'ANALYSE DES METAUX DISSOUS

ANNEXE C : DISPOSITIF EXPERIMENTAL PERMETTANT DE MESURER LES PERTES MAGNETIQUES

ANNEXE D : SPECTRES DE DIFFRACTION DE HB1 APRES LES ESSAIS DE COMPATIBILITE PHYSICO-CHIMIQUE

ANNEXE E : FORMES D'ONDE AVEC DIFFERENTS ANGLES DE DEPHASAGE

ANNEXE A : ORGANISATION DE LA FILIERE AMORPHE DANS LE MONDE



ANNEXE B : RESULTATS DE L'ANALYSE DES METAUX DISSOUS



RAPPORT D'ANALYSE N°60142481

Page 2/2

Les 7 échantillons de liquide reçus le 02 juillet 2009 ont été soumis à l'essai suivant :

RESULTATS

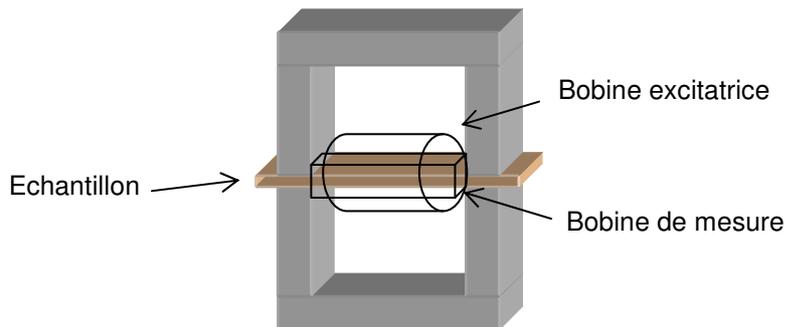
Les résultats obtenus figurent dans le tableau ci-après :

Référence de l'échantillon		DB S1 110°C	DB S1 140°C	NT S2 110°C	NTS2 140°C	AG S3 110°	AG S3 140°C	AG H3 140°C	Essai effectué
Métaux dissous (mg/kg)	Ba	Baryum	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	ASTM D 5185
	Ca	Calcium	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	Mg	Magnésium	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	B	Bore	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	Zn	Zinc	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	P	Phosphore	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	Fe	Fer	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	Cr	Chrome	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	Al	Aluminium	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	Cu	Cuivre	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	Sn	Etain	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	Pb	Plomb	< 1	1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	V	Vanadium	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	Mo	Molybdène	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	Si	Silicium	1	1	< 1	< 1	< 1	< 1	
	Na	Sodium	1	1	1	1	1	1	
Ni	Nickel	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1		
Ti	Titane	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1		
Ag	Argent	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1		

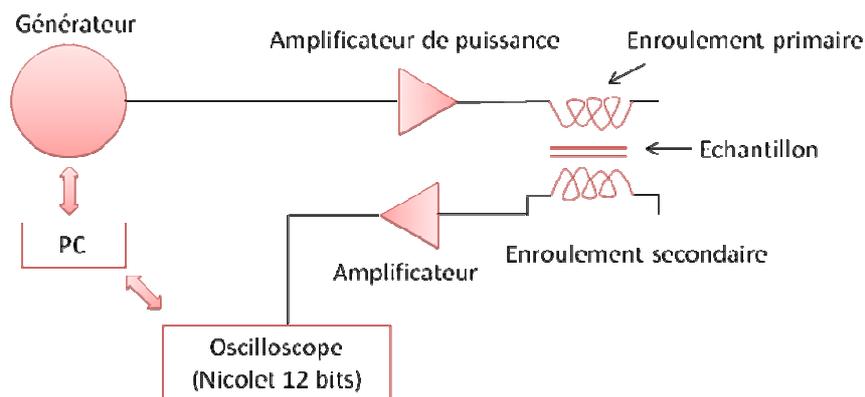
ANNEXE C : DISPOSITIF EXPERIMENTAL PERMETTANT DE MESURER LES PERTES MAGNETIQUES

Cadre à bande unique – single sheet tester (SST)

Les matériaux amorphes ont été caractérisés dans un perméamètre (SST). Dans ce dispositif, les bobinages d'excitation et de mesure sont situés autour de l'échantillon. Le ruban amorphe, de dimension $1 \times 8 \text{ cm}^2$, est glissé dans la bobine de mesure. La fermeture du circuit magnétique est assurée aux deux extrémités de l'échantillon par deux culasses en ferrite ($20 \times 40 \text{ cm}^2$) :



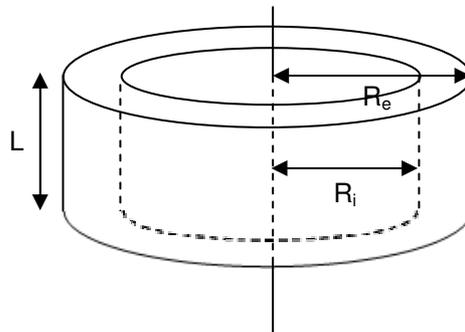
Le circuit magnétique est alimenté par un générateur f.e.m à la fréquence 50 Hz. On impose une excitation en régime $B(t)$ sinusoïdal. A l'approche de la saturation, la forme sinusoïdale de B tend à se déformer. Afin de retrouver les conditions de B sinusoïdal, on utilise une alimentation avec asservissement :



Tores amorphes

Afin de mesurer les pertes dans les matériaux amorphes sous régime harmonique, des échantillons en forme torique ont été considérés. Ces tores (SA1 et HB1) ont été fournis par le producteur Metglas avec les dimensions suivantes :

$$\begin{aligned}R_i &= 12,5 \text{ mm} \\R_e &= 16,5 \text{ mm} \\L &= 10 \text{ mm}\end{aligned}$$



Les tores amorphes sont réalisés à partir d'une seule bande longue enroulée. Ils ont été recuits sous champ par Metglas afin de relaxer la structure avant les mesures. Le tore amorphe est protégé par une carcasse isolante en plastique. Ceci a pour effet d'encaisser les contraintes mécaniques des bobinages.

Pour effectuer des mesures de pertes, le tore est composé de deux enroulements régulièrement répartis sur sa circonférence :

- un bobinage d'excitation comportant N_1 spires, nommé enroulement primaire, et parcouru par un courant d'excitation I_1 ;
- un bobinage de mesure du flux d'induction comportant N_2 spires.

La mise en place de ces deux bobinages nécessite beaucoup de soins. C'est une opération manuelle et délicate. La photo ci-après montre un tore avec les bobinages, prêt à la mesure et un autre sans les spires. Le nombre de spires pour chaque tore est :



- tore amorphe SA1 : $N_1 = 62$ et $N_2 = 110$;
- tore amorphe HB1 : $N_1 = 62$ et $N_2 = 106$

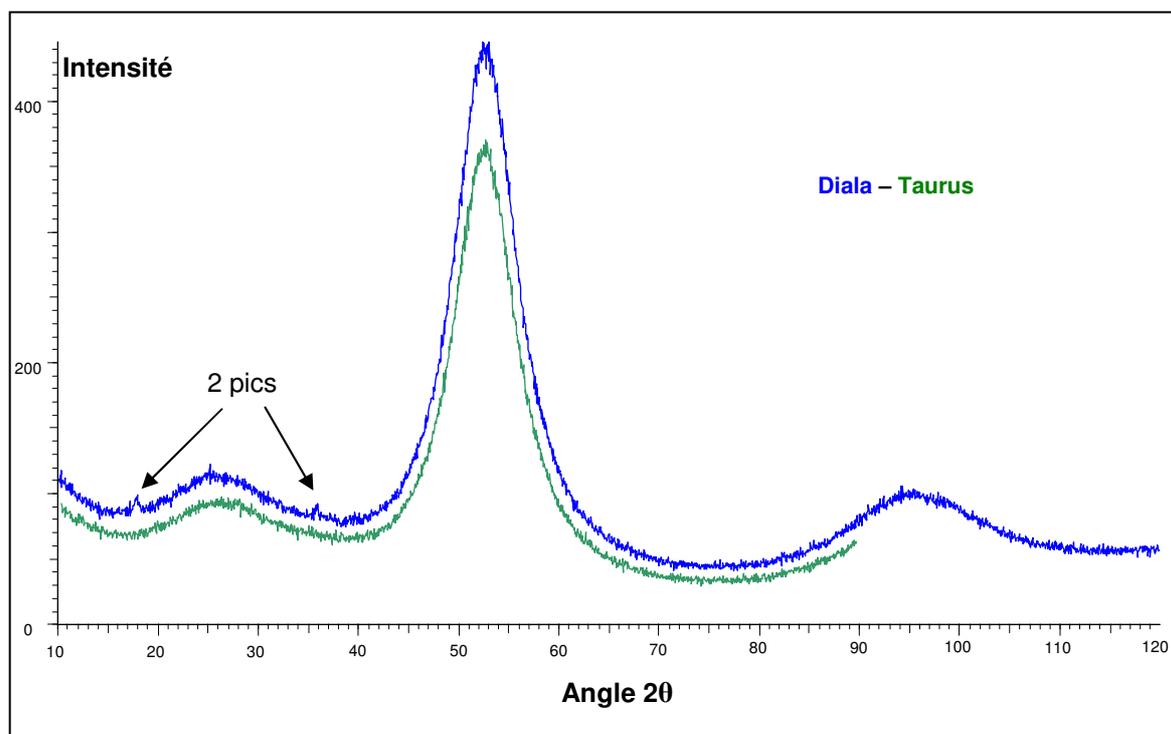
Cadre Epstein

Le cadre Epstein est un circuit fermé, de forme carrée, utilisé dans le monde entier pour caractériser les tôles magnétiques. L'assemblage d'Epstein est réalisé avec un multiple de 4 bandes de 30 mm de large et de longueur variable entre 280 et 305 mm, superposées aux coins avec un double recouvrement des joints. Chaque côté du carré est entouré d'un enroulement secondaire et, par-dessus, d'un primaire, bobinés sur un gabarit isolant rigide de section carrée. Les bobines ont le même nombre de spires et couvrent la même longueur de 190 mm. Il y a un total de 700 spires au primaire et au secondaire dans le cadre utilisé pour les mesures en quasi-statique et à fréquence industrielle (CEI 60404-2). Les quatre solénoïdes sont connectés en série pour garantir un champ uniforme le long du cadre.

Il y a une profusion de résultats qui mettent en évidence l'excellente reproductibilité et répétabilité des mesures faites en utilisant le cadre Epstein. D'après la norme CEI 60404-2, le chemin magnétique (la longueur conventionnelle du circuit) est fixé à 0,94 m quelle que soit l'expérience. Ci-après une photo d'un cadre Epstein :



ANNEXE D : SPECTRES DE DIFFRACTION DE HB1 APRES LES ESSAIS DE COMPATIBILITE PHYSICO-CHEMIQUE

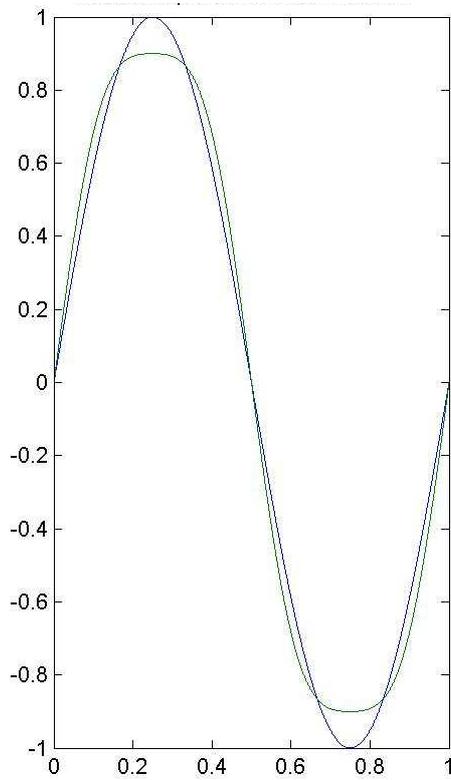


N.B. : Les spectres de diffraction ont été ajustés en hauteur pour une meilleure lecture du diagramme.

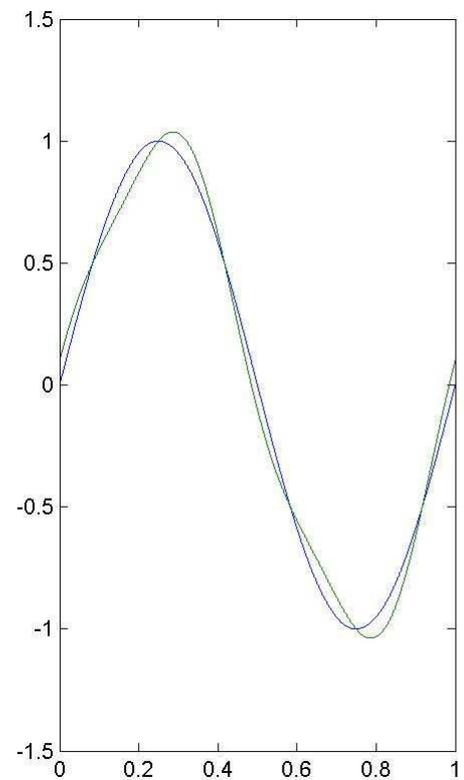
Observations :

- Les spectres montrent le caractère amorphe des échantillons HB1 testés dans les huiles, confirmant ainsi la très bonne compatibilité du matériau HB1 avec les huiles de transformateurs.
- Les deux petits pics, comme SA1, sont identifiés ici dans l'échantillon analysé dans Diala. Ceci confirme bien que les dépôts de matière à la surface des échantillons sont des résidus carbonés.

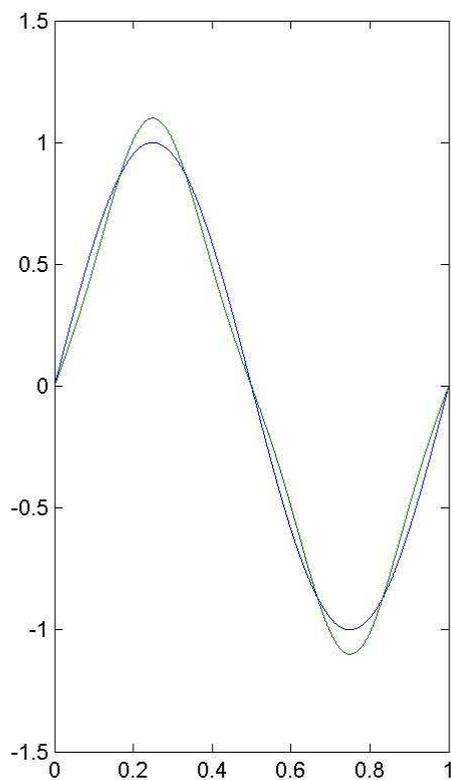
ANNEXE E : FORMES D'ONDE AVEC DIFFERENTS ANGLES DE DEPHASAGE



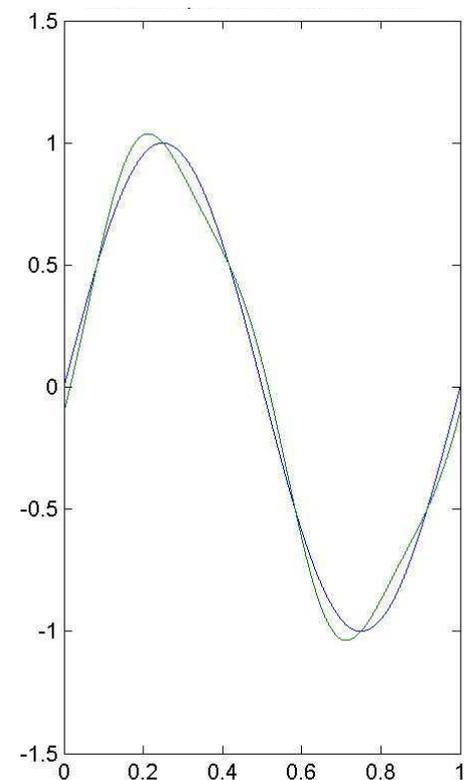
10% H3, sans déphasage



10% H3, déphasage de 30°



10% H3, déphasage de 60°



10% H3, déphasage de 90°