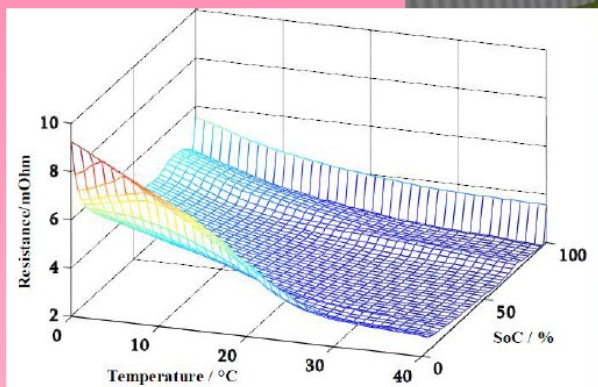
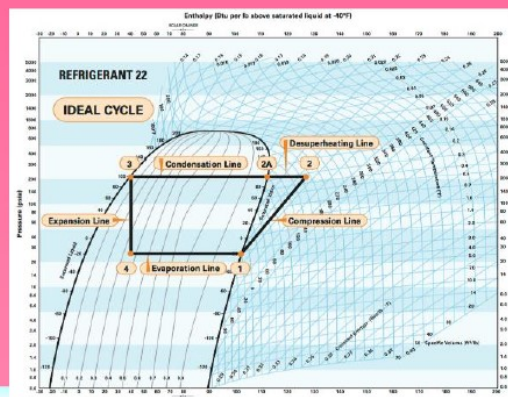
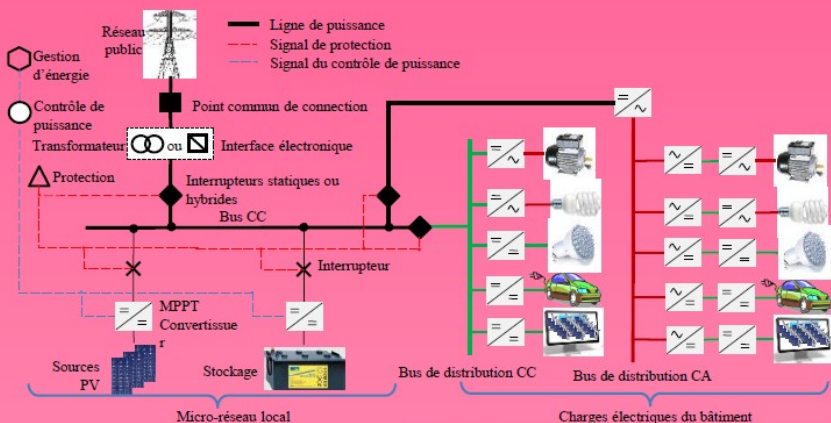


La Revue SEE



Ressource publiée sur Culture Sciences de l'Ingénieur : <https://eduscol.education.fr/sti/si-ens-paris-saclay>



Les micro-réseaux DC

Publication trimestrielle du Cercle Thématique 13.01 de la SEE

ENSEIGNER L'ÉLECTROTECHNIQUE ET L'ÉLECTRONIQUE INDUSTRIELLE



Société de l'Électricité, de l'Électronique
et des Technologies de l'Information
et de la Communication

N°84 - Avril 2016

VISITEZ LE SITE de LA REVUE 3EI sur <https://www.see.asso.fr/3ei>

3EI

Dernières publications



3EI 2015-82



3EI 2015-81



3EI 2015-80



3EI 2015-79

Bienvenue

Abonnement et formulaires

Organisation

N° (papier)

N° (en ligne)

Articles / Auteurs

Journées 3EI

Soumettre un article

La Revue 3EI

La Revue 3EI est un OUTIL DE COMMUNICATION du Cercle SI-01 (1) de la SEE.

La Revue 3EI est destinée aux professeurs ou industriels concernés par l'enseignement de l'électrotechnique et de l'électronique industrielle.

Les articles ont reçu l'agrément du Comité de Publication constitué d'enseignants, de chercheurs et d'industriels.

La Revue 3EI est une source de documentation précieuse dans le cadre de la formation continue des ingénieurs du domaine et permet:

- de diffuser des articles à caractères scientifique, technologique, pédagogique et historique (Histoire des Sciences) ;
- d'informer ses lecteurs sur la tenue de manifestations en rapport avec l'électrotechnique et l'électronique industrielle : conférences, journées d'études, salons, etc ;
- de faire de la publicité pour les matériels industriels ou pédagogiques en rapport avec l'enseignement de l'électrotechnique et de l'électronique industrielle.

Pour vous donner envie de vous abonner, nous avons mis en ligne quelques articles en accès public. Ne vous privez pas du plaisir de les lire!

Commission Paritaire 1217 G 78028. ISSN 1252-770X

(1) Cercle thématique SI-01: relation enseignement- industrie-recherche dans le domaine de l'Enseignement de l'Electrotechnique et de l'Electronique Industrielle ("3EI").

(1) Cercle thématique SI-01: relation enseignement- industrie-recherche dans le domaine de l'Enseignement de l'Electrotechnique et de l'Electronique Industrielle ("3EI").

Commission Paritaire 1217 G 78028. ISSN 1252-770X

- Pour vous donner envie de vous abonner, nous avons mis en ligne quelques articles en accès public. Ne vous privez pas du plaisir de les lire!
- de diffuser des articles à caractères scientifique, technologique, pédagogique et historique (Histoire des Sciences) ;
 - d'informer ses lecteurs sur la tenue de manifestations en rapport avec l'électrotechnique et l'électronique industrielle : conférences, journées d'études, salons, etc ;
 - de faire de la publicité pour les matériels industriels ou pédagogiques en rapport avec l'enseignement de l'électrotechnique et de l'électronique industrielle.

Nouvelle journée 3EI le 30 juin 2016 (voir éditorial et page 64), retrouvez le sommaire des journées 3EI passées sur le site.

- 3EI'2016 - Mobilité électrique
- 3EI'2003 - Éclairage et induction
- 3EI'99 - Contrôle et commande des systèmes électrotechniques
- 3EI'97 - Les convertisseurs statiques
- 3EI'95 - La machine synchrone
- 3EI'93 - La machine asynchrone



La Revue 3EI
publication trimestrielle
du **Cercle Thématique 13-01**
de la SEE

SOCIÉTÉ de l'ELECTRICITE, de l'ELECTRONIQUE et des TECHNOLOGIES de l'INFORMATION et de la COMMUNICATION.

17, rue de l'Amiral Hamelin, PARIS 75783 CEDEX 16
Tél : 01 56 90 37 00 Fax : 01 56 90 37 19
site web : www.see.asso.fr

SEE, association reconnue d'utilité publique par le décret du 7 décembre 1886
Siret 785 393 232 00042, APE 9412 Z, n° d'identification FR 44 785 393 232

3EI : Enseigner l'Electrotechnique et l'Electronique Industrielle

<p>La Revue 3EI, Édition SEE, 17 rue de l'Amiral Hamelin 75783 PARIS Cedex 16</p> <p>Directeur de la publication François GERIN Président de la SEE</p> <p>Rédacteur en Chef Franck LE GALL</p> <p>Adresser les propositions d'article à : revue3ei@gmail.com ou sur le site https://www.see.asso.fr/3ei_rubrique "soumettre un article"</p> <p>Communication Mr Jacques Horvilleur communication@see.asso.fr 01 56 90 37 09</p> <p>publicité au rapport</p> <p>Abonnement (4 numéros par an) Janvier, Avril, Juillet, Octobre 2016.</p> <p>tarifs TTC : (revue papier)</p> <p><u>Individuel</u> :</p> <table><tr><td>France et CEE</td><td>40 €</td></tr><tr><td>Pays hors CEE</td><td>50 €</td></tr></table> <p><u>Collectivités</u></p> <table><tr><td>France et CEE</td><td>57 €</td></tr><tr><td>Pays hors CEE</td><td>70 €</td></tr></table> <p>Réalisation et impression Imprimerie JOUVE</p> <p>Routage et Expédition Imprimerie JOUVE</p> <p>Dépôt Légal : Avril 2016</p> <p>Commission Paritaire 1217 G 78028 ISSN 1252-770X</p>	France et CEE	40 €	Pays hors CEE	50 €	France et CEE	57 €	Pays hors CEE	70 €	<p style="text-align: right;">Sommaire du n°84</p> <p style="text-align: center;">Thème : Les micro-réseaux DC</p> <p>p. 2 Éditorial,</p> <p>p. 3 Bulletins d'abonnements,</p> <p>p. 6 Micro-réseau DC dédié aux infrastructures de recharge des véhicules électriques et hybrides M. SECHILARIU, F. LOCMONT Sorbonne Universités, Université de Technologie de Compiègne, Compiègne</p> <p>p. 16 Réseau local de distribution à courant continu et impact du rendement des convertisseurs de puissance : cas d'un micro-réseau intégré dans un bâtiment H. WU, M. SECHILARIU, F. LOCMONT Sorbonne Universités, Université de Technologie de Compiègne, Compiègne</p> <p>p. 22 Alimentations des variateurs de vitesse par bus à courant continu F. LE GALL Lycée Jules Ferry, Versailles</p> <p style="text-align: right;">Hors Thème :</p> <p>p. 31 Etat de santé, diagnostic, durée de vie des batteries Lithium – Application à l'estimation de l'autonomie d'un véhicule électrique A.Sivert¹, F.Betin¹, B. Vacossin¹, M.Bosson, T. Lequeu² ¹ U.P.J.V Université de Picardie Jules Verne, Institut Universitaire de Technologie de l'Aisne GEII, 02880 Soissons, Soissons Laboratoire des Technologies innovantes (L.T.I), équipe Énergie Électrique et Systèmes Associés (EESA)</p> <p>² Université François Rabelais de Tours, Institut Universitaire de Technologie, Département GEII, 37200 Tours, Tours.</p> <p>p. 42 Stockage d'énergie ; exemple d'une séquence en STIDD R. DAYA Lycée Jean Jaurès Argenteuil, Argenteuil</p> <p>p. 48 Thermique de l'habitat S. PIETRANICO Lycée le Corbusier Aubervilliers, Aubervilliers</p> <p>p. 55 Simulation thermique par éléments finis J-P. ILARY Lycée Jules Ferry Versailles, Versailles</p> <p>p. 58 Annonces, Publications,</p>
France et CEE	40 €								
Pays hors CEE	50 €								
France et CEE	57 €								
Pays hors CEE	70 €								

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans la présente édition, faite sans l'autorisation de l'éditeur est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées. Toutefois des copies peuvent être utilisées avec l'autorisation de l'éditeur. Celle-ci pourra être obtenue auprès du Centre Français du Droit de Copie, 20, rue des Grands Augustins, 75006 Paris, auquel la Revue 3EI a donné mandat pour la représenter auprès des utilisateurs. (loi du 11 mars 1957, art.40 et 41 et Code Pénal art. 425).

Le thème de notre publication d'avril traite des micro-réseaux DC. Avec la montée en puissance des sources de production d'énergies renouvelables, on observe un intérêt croissant porté sur les réseaux DC versus les réseaux AC. Outre la simplification des architectures, ces réseaux peuvent aussi jouer un rôle important dans le développement des structures de recharge pour véhicules électriques et hybrides.

L'article de Mme Sechilariu et de M. Locment présente l'architecture de puissance d'un micro-réseau DC pour la charge efficace des véhicules électriques et hybrides. Le micro-réseau DC proposé est composé de sources photovoltaïques, d'un stockage électrochimique et d'une connexion au réseau public. Ce système présente de bonnes performances en termes d'efficacité et un contrôle global simplifié.

A l'appui de ce premier article, on verra, dans le texte proposé par M. Wu et ses co-auteurs, que la comparaison macroscopique entre le rendement global d'un micro-réseau local CC et un micro-réseau local CA intégrés dans un bâtiment, est à l'avantage du micro-réseau CC dans le cas des bâtiments équipés en sources photovoltaïques.

L'article de M. Le Gall sur l'alimentation des variateurs de vitesse par bus à courant continu met quant à lui l'accent sur les aspects industriels des micro-réseaux DC et sur les contraintes de dimensionnement permettant d'en assurer sa stabilité et de limiter les perturbations.

Le hors thème rassemble quatre articles très variés qui pourront être utilisés à différents niveaux d'enseignement :

M. Sivert et ses collègues présentent un article sur la détermination du niveau de charge des batteries au Lithium. Pour l'application au véhicule électrique, ils proposent une application web d'estimateur de consommation du véhicule qui a été réalisée et testée avec succès !

Deux articles sont consacrés au thème de l'énergie. Le premier est celui de M. Daya, qui nous présente un exemple de séquence réalisée en STI2D. Dans le second, M. Pietranico nous donne les outils nécessaires pour comprendre le fonctionnement d'une pompe à chaleur.

Pour clore ce numéro, M. Ilary nous propose une brève introduction au logiciel libre FEMM 4.2 pour le calcul de simulation thermique par éléments finis.

La Revue 3EI

Comité de publication

Hamid BEN AHMED

Arnaud BRUGIER

Jacques COURAULT

Jean FAUCHER

Gilles FELD

Jean-Philippe ILARY

Chérif LAROUCI

Marie-Michèle LE BIHAN

Franck LE GALL

Denis LABROUSSE

Pascal LOOS

Marc PETIT

Sylvain PIETRANICO

Oviglio SALA

Jean-François SERGENT

Jean-Claude VANNIER

Comme vous le savez déjà nous avons décidé de relancer les **journées 3EI**. Cette année, elle se tiendra le **jeudi 30 juin 2016** au :

CNAM Paris,
Galerie d'honneur, accès 37
2 rue conté
75003 Paris

Le thème choisi est celui de la "**mobilité électrique**". Les détails de l'organisation sont donnés en page 5.

N'hésitez-pas à vous inscrire pour que cette journée soit un vrai moment d'échange entre nous.

Bonne lecture.

Le Comité de Publication de la Revue 3EI

**Faites connaître notre revue !
Vous en assurez ainsi la pérennité.**



La Journée 3E.I



A partir de 1993, des journées de formation ont été montées à l'initiative de la Revue 3EI. Sous le nom de **Journées 3EI** « Enseignement de l'Electrotechnique et de l'Électronique Industrielle », elles ont permis d'aborder les thèmes suivants :

- 3EI'2003 - Eclairage et induction,
- 3EI'99 - Contrôle et commande des systèmes électrotechniques,
- 3EI'97 - Les convertisseurs statiques,
- 3EI'95 - La machine synchrone,
- 3EI'93 - La machine asynchrone.

Le comité de rédaction de la Revue 3EI sous la présidence de Franck Le Gall reconduit une journée destinée à aider les enseignants tant du prébac que du secondaire dans l'élaboration de leurs actions pédagogiques. Pour commencer, cette nouvelle journée se déroulerait dans la région parisienne, plus exactement au CNAM de Paris le 30 juin 2016.

Trois conférences seront proposées :

- Traction électrique et hybride automobile : M. Nguyen (Ingénieur Renault)
- La traction électrique (applications pédagogiques) : Gilles Feld (Enseignant du supérieur)
- Les petits véhicules électriques : Arnaud Sivert (Enseignant IUT)

Une session poster :

Présentation par des enseignants d'activités pédagogiques, ce qui permettra d'échanger des pratiques pédagogiques entre collègues. Si vous êtes intéressé de proposer une de vos activités sur le thème cocher l'item dans le bulletin réponse.

Le principe est simple, dans un espace ouvert, aura à disposition un espace afin de présenter son activité. Les autres enseignants passeront ainsi de stand en stand pour échanger.

Bulletin d'inscription
 Journée 3EI – Jeudi 30 juin 2016 de 9h à 12h et de 14h à 17h
 CNAM – Galerie d'honneur, accès 37
 2 rue conté - 75003 Paris

NOM : Prénom :

Session poster :

..... Seriez-vous volontaire pour présenter une de vos activités ? OUI : NON :

..... Activité pédagogique présentée :

Prix de l'inscription : gratuit

Les repas pourront être pris facilement dans le quartier à vos frais.

Bulletin à retourner à l'adresse :revue3EI@gmail.com



Micro-réseau DC dédié aux infrastructures de recharge des véhicules électriques et hybrides

Manuela SECHILARIU, Fabrice LOCMONT

Sorbonne Universités, Université de Technologie de Compiègne, EA 7284 AVENUES,

Centre Pierre Guillaumat CS 60319, Compiègne 60203 Cedex, France

E-Mail: manuela.sechilariu@utc.fr ; fabrice.locmont@utc.fr

Résumé : Cet article présente l'architecture de puissance d'un micro-réseau DC pour la charge efficace des véhicules électrique et hybrides (VEH). Le micro-réseau DC proposé est composé de sources photovoltaïques (PV), un stockage électrochimique et une connexion au réseau public. Par ailleurs, il est supposé que les VEH ont un accès direct à leur entrée DC du chargeur de batterie. Par opposition aux conceptions classiques d'architecture d'alimentation, le générateur PV est couplé directement sur le bus DC sans passer par un convertisseur statique, ce qui n'implique pas de stabilisation de tension DC. Par conséquent, l'efficacité énergétique du système global est augmentée et la complexité de sa commande est réduite. La gestion de l'alimentation proposée est réalisée en temps réel à l'aide d'un algorithme basé sur des règles. Le système conçu permet l'autoconsommation de la production PV en respectant les contraintes physiques imposées par le stockage, et le réseau public est considéré seulement comme une sécurisation en alimentation. La première phase de la modélisation vise à évaluer les principaux flux d'énergie au sein de l'architecture du micro-réseau DC proposé et d'identifier le système de contrôle et les stratégies de gestion de l'alimentation. La deuxième phase de simulation est basée sur la caractérisation numérique des composants du micro-réseau DC et les stratégies de gestion de l'énergie, qui tiennent compte des exigences des sources, des temps de charge de différentes VEH et du vieillissement du stockage électrochimique. Les résultats de simulation montrent la validité du modèle et la faisabilité de l'architecture de puissance du micro-réseau DC proposé. Ce système présente de bonnes performances en termes d'efficacité et un contrôle global simplifié.

1. Introduction

Les véhicules électriques et hybrides rechargeables (VEH), dont la croissance est prévue dans les années à venir, représentent une étape importante pour parvenir à la transition vers un transport à faible émission de carbone [1]. Cependant, la recharge des VEH augmente la consommation d'énergie en temps réel. En raison du courant élevé nécessaire et en fonction de quand et où les véhicules sont branchés, les bornes de recharge peuvent induire des problèmes techniques et apportent des contraintes supplémentaires dans le réseau public. Les émissions indirectes de gaz à effet de serre dispensées par les stations de recharge dépendent de la combinaison entre la capacité de production d'électricité et la réserve tournante du système d'alimentation électrique. Cette réserve tournante est composée principalement par des centrales basées sur des combustibles fossiles qui sont en ligne, mais non-démarrées, et peuvent répondre à la demande [2]. Afin de répondre à la demande et aux exigences de la charge des VEH, la capacité de cette réserve tournante devrait

être élargie [3]. Par ailleurs, concernant les utilisateurs, leurs préférences vont plutôt vers un service de charge des VEH quand ils ont besoin, plutôt que pendant les périodes de moindre demande de puissance (heures creuses). Ainsi, pendant la journée, dans de nombreuses zones urbaines, le réseau public pourrait être très fortement sollicité et stressé.

D'autre part, la transition énergétique conduit à l'expansion des sources d'énergie renouvelable, à la production d'énergie distribuée et à leur intégration au réseau public. Cependant, l'augmentation de la production d'énergie distribuée révèle une complexité croissante pour les gestionnaires de réseau en exigeant une meilleure qualité et fiabilité pour la régulation des flux d'électricité, et moins d'écart entre la production et la demande d'électricité. Pour surmonter ce problème, la production d'énergie renouvelable distribuée peut aller vers l'autoconsommation et induire ainsi moins de stress au réseau public. Par conséquent, le concept de micro-réseau (agrégation de sources d'énergie renouvelable et traditionnelle, stockage et raccordement au réseau public) vise à fonctionner comme une source active pour l'équilibrage des

puissances du réseau public. Les micro-réseaux sont des systèmes qui peuvent représenter une option fiable et efficace pour accroître la pénétration des sources d'énergie renouvelable de petite puissance tout en minimisant le coût de l'énergie [4-6], en particulier dans les zones urbaines. En raison de l'impact négatif de l'injection d'énergie totale et permanente, des politiques incitatives dédiées à l'autoconsommation ont été récemment proposées dans de nombreux pays (Espagne, Allemagne, ...).

Ainsi, face à l'émergence des micro-réseaux AC ou DC [7,8], d'une part, et le nombre croissant des stations de recharge pour VEH, d'autre part, une des solutions est le micro-réseau local [9,10]. Dans ce contexte, des infrastructures dédiées aux stations de recharge équipées de sources photovoltaïques (PV) peuvent être construites. Il s'agit d'une station de recharge de type producteur-consommateur visant l'autoconsommation. L'intermittence des sources PV peut être atténuée par un système de stockage bien intégré dans le micro-réseau [11,12]. Ces micro-réseaux locaux deviennent une alternative à l'injection d'énergie totale et permanente et peuvent réduire la sollicitation du réseau public [13-15].

Aujourd'hui, de nombreuses études se concentrent sur la conception, l'exploitation, l'optimisation et le développement des stations de recharge des VEH. Les batteries des VEH les plus couramment utilisées sont basées sur la technologie Li-ion. Un chargeur rapide de cette technologie est présenté dans [16]; le convertisseur bidirectionnel AC/DC proposé permet un maximum de 25kWh de charge en une heure. Des stations de recharge basées sur des sources PV et avec une gestion optimale d'énergie sont présentées dans plusieurs études [17-21]; cependant, les systèmes proposés ne prennent pas en compte le vieillissement du stockage. Concernant la charge optimale, en tenant compte des tarifs imposés d'acheter ou de vendre de l'énergie, une méthode d'optimisation économique J-1 est étudiée dans [22], où, conformément à la stratégie V2G (véhicule vers le réseau), un modèle de réduction des coûts à long terme est proposé. Une stratégie intéressante est présentée dans [17] pour laquelle les véhicules peuvent être chargés de manière aléatoire et qui tient compte de l'excès de puissance produite. Un parking équipé d'ombrières PV et d'une connexion au réseau public est proposé en tant que station de recharge dans [18], où la puissance est contrôlée par un algorithme de gestion d'énergie en temps réel. Pour les bâtiments intelligents équipés de générateurs PV, une stratégie de recharge des VEH basée sur l'approche multi-agent est proposée dans [19].

Dans [23] la recharge des VEH est contrôlée afin d'éliminer ou de réduire le stress sur le réseau public, mais l'impact de l'efficacité énergétique n'est pas discuté. Dans ce cas, l'installation PV est connectée au circuit intermédiaire en utilisant un convertisseur DC/DC.

Une topologie originale pour une station de recharge basée sur un générateur PV, un stockage d'énergie magnétique supraconductrice et le réseau public est présentée dans [24]. Tous ces composants sont reliés respectivement à un bus DC commun à travers des convertisseurs correspondants. La stratégie de gestion d'énergie proposée met l'accent sur la stabilité de la tension de bus DC et sur le transfert d'énergie entre ces unités. Le micro-réseau DC intégré au bâtiment proposé dans [25] regroupe des sources PV et éoliennes, un stockage hybride et un raccordement au réseau public, le tout sur un bus DC commun qui permet la recharge rapide des VEH. En comparaison avec les contrôles d'affaissement existants (*droop control* en anglais), les auteurs proposent une stratégie basée sur des courbes similaires à l'état de charge (*SOC*) du stockage. Toutefois, le contrôle et l'architecture de l'interface nécessaire ou non pour mettre en œuvre le système PV ne sont pas abordés dans ces références.

Grâce à l'utilisation d'un convertisseur avec point neutre raccordé au réseau, une architecture de puissance pour une station de recharge des VEH directement en DC est proposée dans [26]. Cela concerne une structure DC bipolaire qui réduit l'effort d'abaissement des chargeurs DC/DC rapides. En ce qui concerne le contrôle, cet article propose un mécanisme d'équilibrage des puissances permettant des variations des charges DC tout en gardant la tension régulée avec précision.

Compte tenu de ces différents concepts et stratégies de gestion d'énergie des stations de recharge pour les VEH, il est à noter que ces études ne tiennent pas compte de l'efficacité globale de la topologie. Cet article vise à améliorer les stations de recharge déjà proposées selon deux points : (i) une nouvelle architecture de puissance basée sur un micro-réseau DC capable d'améliorer l'efficacité globale ; (ii) une approche réaliste pour analyser les effets du vieillissement du stockage électrochimique.

Le micro-réseau DC proposé est composé d'un système photovoltaïque (PV), un stockage électrochimique et une connexion au réseau public. Ce micro-réseau permet l'autoconsommation d'énergie produite tout en respectant les contraintes du stockage, et le réseau public est considéré seulement comme un appoint d'alimentation. Pour augmenter l'efficacité

globale de par l'amélioration de l'efficacité d'utilisation du générateur PV et la diminution des coûts et des pertes induites par les convertisseurs, le générateur PV est couplé directement sur le bus DC sans utiliser un convertisseur statique. Ceci induit une absence de stabilisation de la tension du bus DC et moins de complexité concernant la commande. Dans cette étude on considère l'hypothèse que les VEH ont un accès direct à leur entrée DC du chargeur de batterie. Cependant, la fluctuation de la production PV et la variation de la puissance de charge des VEH sont aléatoires et ainsi influencent le transfert de puissance entre les composants de la station de recharge. Pour faire face à ce problème tout en faisant face au vieillissement du stockage, un algorithme en temps réel, basé sur des règles de fonctionnement, est proposé.

L'architecture de puissance du micro-réseau DC dédié aux stations de recharge des VEH est décrite dans la section 2. La modélisation globale du micro-réseau DC est présentée dans la section 3 et son système de contrôle dans la section 4. Les résultats des simulations effectuées avec MATLAB Simulink sont donnés et discutés dans la section 5. La conclusion et autres discussions sur les avantages et les limites de la commande proposée sont présentées dans la section 6.

2. Micro-réseau DC dédié aux infrastructures de recharge des véhicules électriques

La station de recharge conçue sur la base d'un micro-réseau DC est illustrée sur la Figure 1(a).

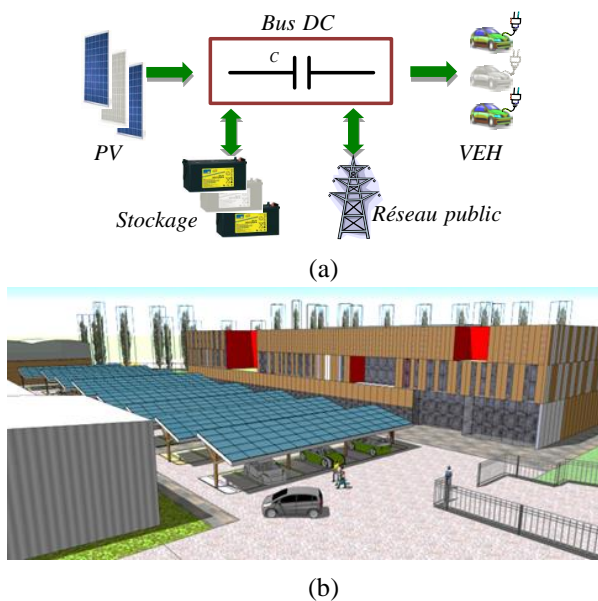


Figure 1. Micro-réseau DC dédié aux stations de recharge des VEH (a) et image de synthèse (b).

Ce système est composé d'un générateur PV, une connexion au réseau public, des batteries intégrées aux

VEH et un stockage électrochimique. Ces composants sont reliés directement ou indirectement au bus DC commun. Ce système représente en effet le projet en cours de réalisation d'un parking du Centre d'Innovation de l'Université de Technologie de Compiègne comme le montre la Figure 1(b) [27,28].

Pour ce système, la production d'électricité générée localement est utilisée où, quand et comment elle est générée ; il s'agit d'un fonctionnement en autoconsommation. L'électricité PV produite est principalement destinée à la recharge des VEH. Le stockage représente une source d'énergie supplémentaire pour alimenter les VEH ou absorber l'excédent de l'énergie produite. Le raccordement au réseau public est utilisé comme une sécurité en alimentation et afin de vendre l'énergie excédentaire. Pour une faible production PV, la puissance complémentaire nécessaire pour charger les VEH est assurée principalement par le stockage, et ensuite par le réseau public. En revanche, si la production PV est supérieure à la puissance totale demandée par les VEH, le micro-réseau DC charge en priorité le stockage jusqu'à sa limite maximale, et seulement par la suite injecte l'excédent d'énergie dans le réseau public.

Le schéma électrique de l'architecture de puissance proposée pour le micro-réseau DC est donné sur la Figure 2. Comme l'efficacité énergétique peut être améliorée en éliminant la conversion d'énergie, le générateur PV est directement relié à la liaison du bus DC commun sans convertisseur statique. Quant aux VEH et stockage, ils sont connectés à la même liaison de bus DC mais à travers leurs convertisseurs statiques dédiés dont les fonctions de commutation sont respectivement f_{VEH} et f_{STO} . Cette architecture de puissance est expliquée par le fait que la tension du circuit intermédiaire est estimée dans ce cas d'étude à environ 1000V DC. Par conséquent, afin d'alimenter correctement les VEH et de charger le stockage, des convertisseurs statiques sont nécessaires. Le raccordement au réseau public est réalisé par un convertisseur AC/DC bidirectionnel triphasé avec les fonctions de commutation suivantes : f_A , f_B et f_C . Toutes les fonctions de commutation sont égales à 0 ou 1. Des bobines et condensateurs sont utilisés pour correctement interfacer les différents éléments.

En supposant qu'il n'y a pas de pertes à travers les bobines, les condensateurs et les câbles, et en négligeant les pertes totales des bras de convertisseurs de puissance, l'équilibrage des puissances du micro-réseau DC est donné par (1) :

$$P_{RP} + P_{STO} = P_{PV} - P_{VEH} - v_{PV} \cdot C \frac{dv_{PV}}{dt} \quad (1)$$

où P_{RP} , P_{STO} et P_{VEH} sont respectivement la puissance du

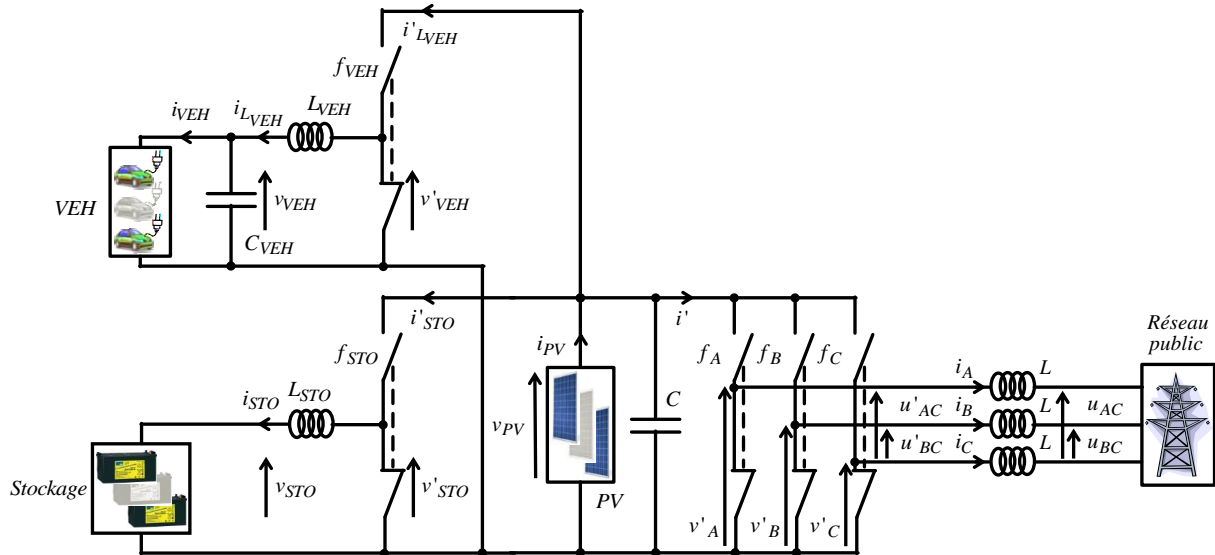


Figure 2. Schéma électrique de l'architecture de puissance pour le micro-réseau DC.

réseau public, du stockage et du système VEHen charge, v_{PV} est la tension du générateur PV, et C et le condensateur de liaison DC. L'équilibrage des puissances montre que les variables d'ajustement sont le réseau public et le stockage avec le respect de leurs limitations physiques et fonctionnelles. La puissance de référence p^* nécessaire pour l'équilibrage est définie par (2):

$$p^* = p_{RP}^* + p_{STO}^* \tag{2}$$

Où la puissance de référence du réseau public p_{RP}^* et puissance de référence du stockage p_{STO}^* sont définies par (3) selon la stratégie présentée.

$$p_{STO}^* = K \cdot p^* \text{ avec } K \in [0,1] \tag{3}$$

$$p_{RP}^* = (1 - K) \cdot p^*$$

Pour cela, un coefficient de distribution K est introduit et défini comme présenté dans (3).

3. Modélisation du système de charge des véhicules électriques et hybrides

Suivant le schéma électrique du micro-réseau DC donné sur la Figure 2, tous les éléments sont reliés électriquement au bus commun DC représenté par le condensateur C . Ce couplage électrique est modélisé par (4):

$$\frac{dv_{PV}}{dt} = \frac{i_{PV} - i'_{STO} - i'_{LVEH} - i'}{C} \tag{4}$$

3.1. Modélisation du générateur PV

La station de recharge proposée est basée sur 560 panneaux PV (60M250, SILLIA, Lannion, France), dont la puissance est estimée à 140kW dans des conditions de test standard. Afin d'obtenir la tension maximale de 1000V, les 560 panneaux PV sont disposés en parallèle et en série : 20 branches parallèles de 28 panneaux en série par branche. Le générateur

PVest modélisé comme une source d'énergie qui fournit un courant i_{PV} lorsque la tension v_{PV} est imposée, soit p_{PV} la puissance ($p_{PV} = v_{PV} i_{PV}$). La tension v_{PV} est imposée par un algorithme de suivi du point de puissance maximale (MPPT). Cependant, pour des cas extrêmes, un contrôle limité de puissance PV pourrait également être appliqué. Dans ce travail, lorsqu'un contrôle MPPT est nécessaire, la méthode utilisée pour extraire le maximum de puissance, pour toutes valeurs d'irradiation solaire et de température de cellule PV, est "Perturber & Observer" (P&O) [29, 30]. Les évolutions de p_{PV} et i_{PV} sous un rayonnement solaire de 1000W/m² et pour différentes températures de cellule PV sont présentées sur la Figure 3.

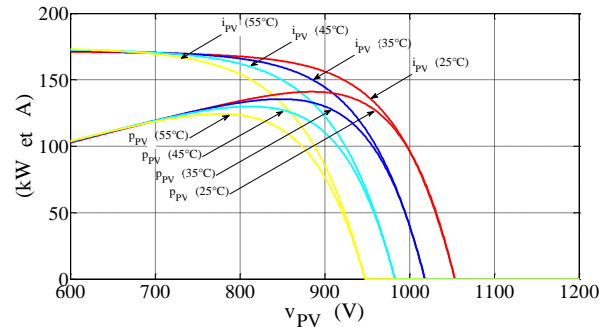


Figure 3. Puissance p_{PV} et courant i_{PV} du générateur PV sous 1000W/m² et pour différentes températures de cellule PV.

3.2. Modélisation de la recharge des batteries des véhicules électriques et hybrides

Dans cette étude, les batteries de tous les VEH sont basées sur la technologie Li-ion. La recharge des batteries Li-ion est réalisée par un mode en courant constant (CC) suivi par un mode à tension constante (CV), à savoir, la procédure CC/CV [31]. Pendant le mode CC le courant de charge reste constant jusqu'à ce

que la tension monte à une tension de coupure. Pendant le mode CV, la tension reste constante, tandis que le courant chute. Cette procédure CC/CV est supposée être pilotée par un système de gestion de batteries déjà intégré dans les VEH.

Pour émuler la recharge d'un VEH, une procédure CC/CV a été appliquée à une cellule 26650 LiFePO4 (A123 Systems LLC, Waltham, USA) et enregistrée. Le profil de recharge CC/CV d'un VEH est considéré comme proportionnel au profil enregistré sur une cellule. Selon les modes d'utilisation, les profils de recharge proposés dans cette étude sont :

- charge rapide pour une période de 30 minutes ;
- charge moyenne pour une période de 1h30 ;
- charge lente pour une période de 4h00.

Pour un seul VEH et pour ces trois profils de recharge, la puissance de la batterie de VEH, noté p_{VEH1} , et son état de charge, noté SOC_{VEH1} , sont présentés sur la Figure 4.

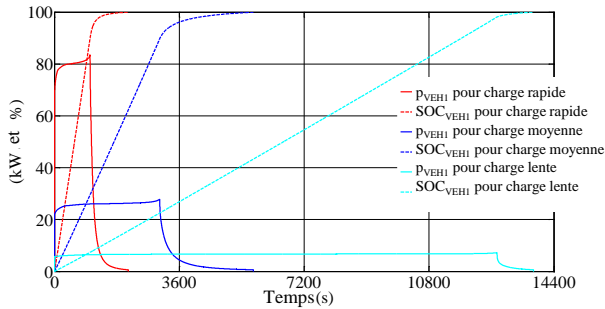


Figure 4. Puissance p_{VEH1} et état de charge SOC_{VEH1} pour un seul VEH.

Ces caractéristiques sont obtenues en couplant 28 branches parallèles de 120 cellules en série ; avec la tension de 3,6V par cellule. L'énergie totale stockée est d'environ 24kWh. Selon le type de véhicule, l'état de charge de sa batterie, le niveau de tension de recharge, le niveau du courant de recharge et le temps de charge exigé, la puissance totale des VEH en charge le flux de puissance varie de manière aléatoire. Concernant le schéma électrique (Figure 2), la modélisation de la recharge des VEH est donnée par (5) :

$$\begin{aligned} v'_{VEH} &= f_{VEH} \cdot v_{PV} \Rightarrow v'_{VEH} = m_{VEH} \cdot v_{PV} \\ i'_{L_{VEH}} &= f_{VEH} \cdot i_{L_{VEH}} \Rightarrow i'_{L_{VEH}} = m_{VEH} \cdot i_{L_{VEH}} \\ m_{VEH} &= \frac{1}{T} \int_0^T f_{VEH} dt \text{ avec } m_{VEH} \in [0 ; 1] \\ \frac{di_{L_{VEH}}}{dt} &= \frac{v'_{VEH} - v_{VEH}}{L_{VEH}} \\ \frac{dv_{VEH}}{dt} &= \frac{i_{L_{VEH}} - i_{VEH}}{C_{VEH}} \end{aligned} \quad (5)$$

où v'_{VEH} et i'_{VEH} sont respectivement la tension et le courant à la sortie du convertisseur du sous-système VEH, v_{VEH} et $i_{L_{VEH}}$ sont respectivement la tension et le courant à l'entrée du convertisseur du sous-système VEH, m_{VEH} est la variable de contrôle du sous-

système VEH, i_{VEH} est le courant du sous-système VEH, L_{VEH} et C_{VEH} sont respectivement la bobine et le condensateur associés au sous-système VEH, T est la période et t la variable temporelle.

Afin de simplifier la simulation numérique, les hypothèses concernant la recharge des VEH considérées dans cette étude sont les suivantes :

- arbitrairement, on considère que 15 VEH peuvent être rechargés en même temps;
- pour chaque VEH, l'opération de recharge commence à partir de $SOC_{VEH}=0$;
- tous les VEH restent en position de recharge pour atteindre la procédure CC/CV de charge complète (pour remplir complètement la batterie).

La Figure 5 montre l'évolution dans le temps de la puissance totale absorbée par les quinze VEH ($P_{VEH}=v_{VEH}i_{VEH}$), ainsi que les périodes et type de charge utilisés.

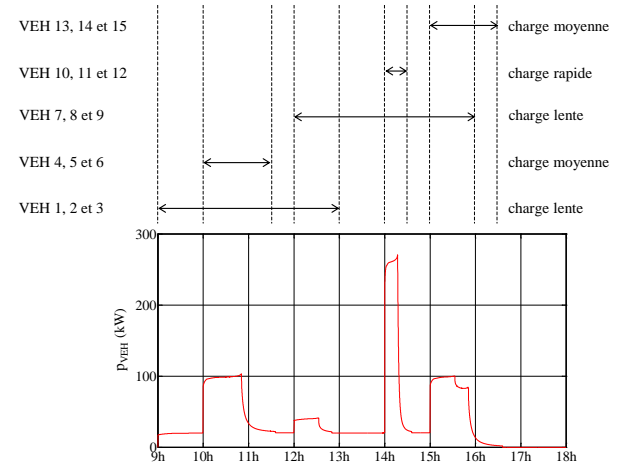


Figure 5. Puissance totale pour l'ensemble des quinze VEH en charge.

3.3. Modélisation du stockage électrochimique

Le stockage électrochimique est une source d'énergie complémentaire pour le micro-réseau DC. C'est un système composé de 35 batteries 12V/230Ah en série. Par conséquent, l'ensemble du système de stockage est caractérisé par 420V/230Ah. Les équations de modélisation du système de stockage sont exprimées par (6):

$$\begin{aligned} v'_{STO} &= f_{STO} \cdot v_{PV} \Rightarrow v'_{STO} = m_{STO} \cdot v_{PV} \\ i'_{STO} &= f_{STO} \cdot i_{STO} \Rightarrow i'_{STO} = m_{STO} \cdot i_{STO} \\ m_{STO} &= \frac{1}{T} \int_0^T f_{STO} dt \text{ avec } m_{STO} \in [0 ; 1] \\ \frac{di_{STO}}{dt} &= \frac{v'_{STO} - v_{STO}}{L_{STO}} \end{aligned} \quad (6)$$

où v'_{STO} et i'_{STO} sont respectivement la tension et le courant du stockage de côté du bus DC (après le convertisseur dédié au stockage), où v_{STO} et i_{STO} sont respectivement la tension et le courant du stockage

avant le convertisseur, m_{STO} est la variable de contrôle du stockage et L_{STO} est la bobine du sous-système du stockage.

3.4. Modélisation de la connexion au réseau public

Le réseau public considéré est un réseau basse tension 230V/400V à 50Hz. La modélisation du raccordement au réseau public est basée sur le modèle de convertisseur triphasé. Ainsi, les tensions simples des trois phases, v'_A , v'_B et v'_C , et les fonctions correspondantes de commutation du convertisseur triphasé, f_A , f_B et f_C , sont utilisées comme indiqué par (7):

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} u'_{AC} \\ u'_{BC} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} v'_A - v'_C \\ v'_B - v'_C \end{bmatrix} ; \quad \begin{bmatrix} v'_A \\ v'_B \\ v'_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_A \\ f_B \\ f_C \end{bmatrix} v_{PV} \\ \begin{bmatrix} v'_A \\ v'_B \\ v'_C \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} f_A - f_C \\ f_B - f_C \end{bmatrix} v_{PV} \Rightarrow \begin{bmatrix} v'_A \\ v'_B \\ v'_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m_A \\ m_B \end{bmatrix} v_{PV} \quad (7) \\ \begin{bmatrix} m_A \\ m_B \end{bmatrix} &= \frac{1}{T} \int_0^T \begin{bmatrix} f_A - f_C \\ f_B - f_C \end{bmatrix} dt \text{ avec } \begin{bmatrix} m_A \\ m_B \end{bmatrix} \in [-1; 1] \end{aligned}$$

Où u'_{AC} et u'_{BC} sont les tensions en sortie du convertisseur triphasé entre les phases A et C, et respectivement B et C, et m_A et m_B sont les variables de contrôle du convertisseur triphasé. Le courant i' est exprimé par (8) en utilisant les courants des trois phases i_A , i_B et i_C :

$$\begin{aligned} i' &= f_A i_A + f_B i_B + f_C i_C \text{ avec } i_A + i_B + i_C = 0 \\ i' &= (f_A - f_C) i_A + (f_B - f_C) i_B \quad (8) \\ i' &= m_A i_A + m_B i_B \end{aligned}$$

La connexion entre le convertisseur triphasé et le réseau public est faite par des lignes électriques considérées sans inductance mutuelle, mais avec des inductances L et des résistances internes R . La relation entre les tensions et les courants de lignes électriques est donnée par (9):

$$\begin{bmatrix} u'_{AC} \\ u'_{BC} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} u_{AC} \\ u_{BC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2L & L \\ L & 2L \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 2R & R \\ R & 2R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \end{bmatrix} \quad (9)$$

où u_{AC} et u_{BC} sont les tensions du réseau public entre les phases A et C, et respectivement B et C.

Le système complet dispose de six variables d'état, v_{VEH} , i_{LVEH} , i_{STO} , v_{PV} , i_A et i_B , et de quatre variables de contrôle, m_{VEH} , m_{STO} , m_A et m_B . Un système de contrôle adapté à la stratégie décrite est nécessaire; il est présenté dans la section suivante.

4. Système de contrôle pour le micro-réseau DC

Le système de contrôle calcule les entrées du système pour lequel la sortie désirée est obtenue. Par conséquent, la structure de contrôle du système peut être considérée comme un modèle d'inversion du

système. Ainsi, il est appliqué, d'une part, l'inversion directe (sans contrôleur) pour les éléments qui ne sont pas dépendants du temps, et, d'autre part, une inversion indirecte (contrôleur) pour les éléments qui sont dépendants du temps. Les éléments d'accumulation sont inversés en utilisant un contrôle en boucle fermée.

Le système de contrôle pour le micro-réseau DC est déduit de la modélisation décrite dans la section 3. La variable de commande m_{VEH} impose une tension DC constante, v_{VEH} , aux bornes des VEH. En utilisant les règles spécifiques d'inversion susmentionnées, il est obtenu :

$$\begin{aligned} v'_{VEH} &= C I_{VEH} (i'_{LVEH} - i_{LVEH}) + v_{VEH} \\ i'_{LVEH} &= C V_{VEH} (v_{VEH} - v_{VEH}) + i_{VEH} \quad (10) \\ m_{VEH} &= \frac{v'_{VEH}}{v_{PV}} \end{aligned}$$

où v'_{VEH} et v_{VEH} sont les tensions de référence, i'_{LVEH} est le courant de référence, $C I_{VEH}$ est un correcteur proportionnel-intégral avec une bande passante de 500Hz, et $C V_{VEH}$ est un correcteur proportionnel avec une bande passante de 50Hz. Le correcteur proportionnel-intégral et le correcteur proportionnel ont été définis par la méthode de placement des pôles.

Les variables de contrôle m_A , m_B et m_{STO} imposent une tension DC variable v_{PV} aux bornes du PV. La valeur de cette tension de référence (v_{PV}^*) est imposée par l'algorithme MPPT. Par l'inversion de (4) on obtient (11):

$$i^* + i'_{STO} = -C V (v_{PV}^* - v_{PV}) + i_{PV} - i'_{LVEH} \quad (11)$$

où i^* , i'_{STO} et v_{PV}^* sont respectivement des références de courants et de tension. Le condensateur C est considéré comme un intégrateur pur et les perturbations liées à i_{PV} et i'_{LVEH} sont supposées être compensées; donc, $C V$ est un correcteur proportionnel.

Basé sur l'hypothèse selon laquelle il n'y a pas de pertes dans le système et compte tenu de la répartition de la puissance, la référence de puissance active du réseau public, sur le modèle à deux phases alpha-bêta est égal à :

$$P_{RP}^* = v_{PV} \cdot i^* = (1 - K) \cdot p^* = v_{\alpha} i_{\alpha}^* + v_{\beta} i_{\beta}^* \quad (12)$$

avec :

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha} \\ v_{\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_A \\ v_B \\ v_C \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_A \\ v_B \\ v_C \end{bmatrix} \quad (13)$$

Où v_A , v_B et v_C sont les tensions simples du réseau public. La référence de la puissance réactive est imposée arbitrairement à zéro et est définie par (14) :

$$q_{RP}^* = v_{\alpha} i_{\beta}^* - v_{\beta} i_{\alpha}^* = 0 \quad (14)$$

Ainsi, les références des courants i_{α}^* , i_{β}^* peuvent être déterminées avec (12) et (14) comme suit :

$$\begin{aligned} i_{\alpha}^* &= \frac{v_{\alpha}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} p_{RP}^* = \frac{v_{\alpha}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} (1-K) \cdot p^* \\ i_{\beta}^* &= \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} p_{RP}^* = \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} (1-K) \cdot p^* \end{aligned} \quad (15)$$

Pour simplifier le contrôle des courants, la régulation est effectuée en référence dq en utilisant la matrice de rotation donnée par (16):

$$\begin{bmatrix} i_d^* \\ i_q^* \end{bmatrix} = [R(\theta)] \begin{bmatrix} i_{\alpha}^* \\ i_{\beta}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha}^* \\ i_{\beta}^* \end{bmatrix} \quad (16)$$

où θ est le déphasage entre les tensions (v_A , v_B et v_C) et les courants (i_A , i_B et i_C).

Basées sur les références de courant, les expressions des références des variables de contrôle m_A^* et m_B^* sont obtenues selon (17):

$$\begin{bmatrix} m_A^* \\ m_B^* \end{bmatrix} = \frac{[C_{23}]^{-1} \left([R(\theta)]^{-1} \left(CI \begin{bmatrix} i_d^* - i_d \\ i_q^* - i_q \end{bmatrix} \right) + \begin{bmatrix} v_{\alpha} \\ v_{\beta} \end{bmatrix} \right)}{v_{PV}} \quad (17)$$

Sachant qu'un équilibrage de puissances est effectuée, la référence de la puissance de stockage est égale à:

$$p_{STO}^* = v_{PVA} \cdot i_{STO}^* = K \cdot p^* = v_{STO} \cdot i_{STO}^* \quad (18)$$

avec :

$$i_{STO}^* = \frac{p_{STO}^*}{v_{STO}} = \frac{K \cdot p^*}{v_{STO}} \quad (19)$$

L'inversion de (6) permet d'obtenir (20) :

$$\begin{aligned} v_{STO}^* &= CI_{STO} (i_{STO}^* - i_{STO}) + v_{STO} \\ m_{STO}^* &= \frac{v_{STO}^*}{v_{PV}} = \frac{CI_{STO} (i_{STO}^* - i_{STO}) + v_{STO}}{v_{PV}} \end{aligned} \quad (20)$$

Où v_{STO}^* et i_{STO}^* sont respectivement la référence de tension et la référence de courant, CI_{STO} est identique à CI_{VEH} et possède les mêmes paramètres.

5. Résultats de simulation, analyse et discussions

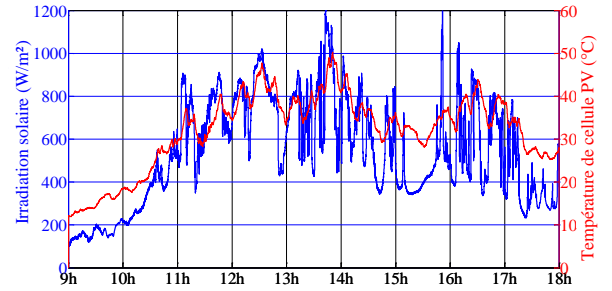
Pour valider le modèle du micro-réseau DC dédié aux stations de recharge des VEH, la simulation du système est réalisée avec MATLAB Simulink. Les résultats de simulation sont obtenus avec les valeurs suivantes: $v_{VEH}^* = 200V$, $C = C_{VEH} = 10mF$ et $L = L_{VEH} = L_{STO} = 1mH$ (avec $1m\Omega$ pour la résistance interne). Le pas de calcul est de $5kHz$. L'évolution du SOC du stockage est considérée entre 20% et 80%, respectivement la limite inférieure et la limite supérieure. La simulation du système est basée sur des tests expérimentaux réels concernant les panneaux PV avec le contrôle MPPT, la procédure de charge CC/CV pour une cellule de batterie pour VEH, et la charge-décharge du stockage électrochimique ainsi que le calcul de son SOC.

Si le vieillissement du stockage doit être pris en compte, alors, une limitation du courant doit être imposée à condition que le fonctionnement du micro-

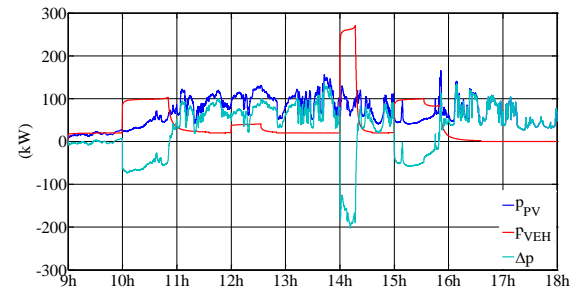
réseau se produise pendant la période d'heures creuses pour le réseau public. De cette façon, le micro-réseau DC est garanti grâce à la puissance fournie par le réseau public.

5.1. Simulation du micro-réseau basé sur un stockage sans limitation de courant

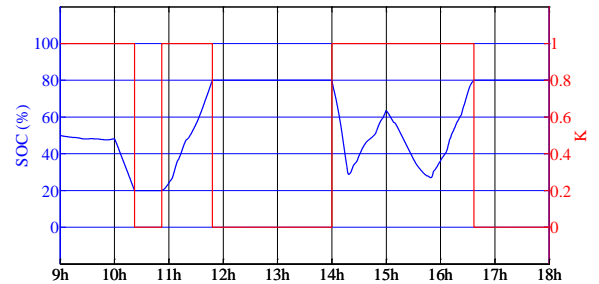
La Figure 6(a) représente l'irradiation solaire et la température de cellule PV réelles enregistrées au cours de la journée du 2 Juin 2014 à Compiègne. Il s'agit d'une journée ensoleillée avec beaucoup de nuages passants. Les évolutions de puissance du générateur PV, du sous-système des VEH en charge et la différence entre ces deux puissances $\Delta p = p_{PV} - p_{VEH}$ sont données dans la Figure 6(b). Ces deux Figures 6(a) et 6(b) prouvent que l'algorithme P&O fonctionne correctement car p_{PVA} est proportionnelle à l'évolution de l'irradiation solaire. La Figure 6(c) présente l'évolution du SOC du stockage et celle du coefficient de distribution K .



(a)



(b)



(c)

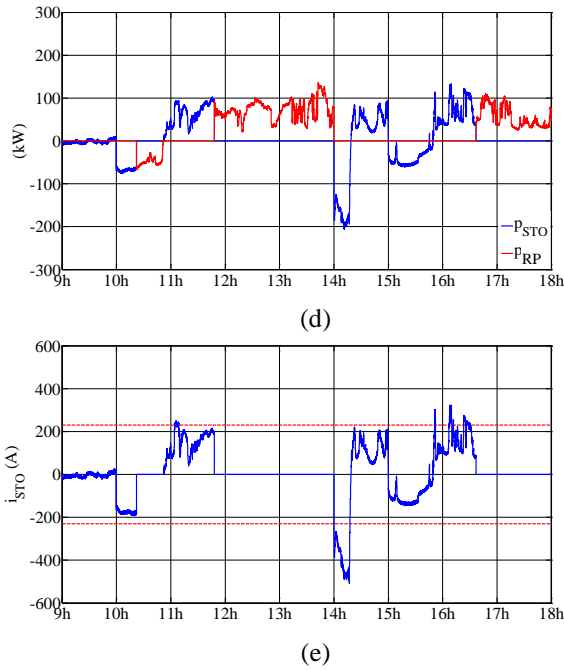


Figure 6. Micro-réseau DC sans limitation du courant du stockage : irradiation solaire (a), évolution des puissances p_{PV} , p_{VEH} et Δp comme différence entre ces deux puissances (b), état de charge SOC et le coefficient de distribution K (c), évolutions des puissances p_{STO} et p_{RP} (d), évolution du courant i_{STO} (e).

La Figure 6(d) illustre les variations de la puissance du réseau public et celle du stockage. La Figure 6(e) donne l'évolution du courant du stockage en regard de sa limitation en courant à 230A ; on note que dans ce cas cette limitation n'est pas prise en compte.

Pour la période prise en considération on constate que la stratégie décrite précédemment est bien respectée. Le générateur PV est sous contrôle MPPT et l'énergie PV produite est principalement utilisée pour l'autoconsommation. Selon la Figure 6(b), pour $\Delta p > 0$ le stockage et le réseau public reçoivent de l'énergie, à la différence qu'ils fournissent lorsque $\Delta p < 0$. Dans le cas d'une énergie insuffisante pour alimenter les VEH, la sécurité du système est assurée par le système de stockage en priorité. Ainsi, on observe que les opérations de charge et de décharge du stockage ont la priorité par rapport au réseau public. Une fois que le stockage a atteint sa limite supérieure ou inférieure, le réseau public prend le relais et fournit ou reçoit de l'énergie. L'évolution du coefficient de distribution K représenté sur la Figure 6(c) illustre clairement la période du fonctionnement du stockage pour toutes les durées où $K = 1$.

Ces résultats montrent que quel que soit le signe et l'amplitude de la différence de puissance entre p_{PV} et p_{VEH} , la fonction du micro-réseau DC est assurée.

5.2. Simulation du micro-réseau basé sur un stockage avec limitation de courant

Sur la base des mêmes conditions météorologiques, ce second cas de simulation présente le contrôle du micro-réseau DC avec une limitation du courant du stockage à 115A. De même que dans le premier cas d'étude, le générateur PV est sous contrôle MPPT et l'énergie PV produite est principalement utilisée pour l'autoconsommation. Par conséquent, pour ce second cas, la différence entre les puissances p_{PV} et p_{VEH} est la même que précédemment présentée sur la Figure 6(b). La Figure 7 montre le cas de la limitation du courant du stockage pour une valeur de 115A.

L'évolution du coefficient de distribution K donnée sur la Figure 7(a) illustre que K ne prend plus que des valeurs binaires, mais aussi des valeurs fractionnaires entre zéro et un. La Figure 7(b) montre clairement que pendant les périodes de limitation du courant Δp est partagée simultanément entre le stockage et le réseau public, c'est-à-dire pour toutes les durées où $0 < K < 1$. La Figure 7(c) présente l'évolution du courant du stockage faisant face aux valeurs de 230A montrées dans le premier cas.

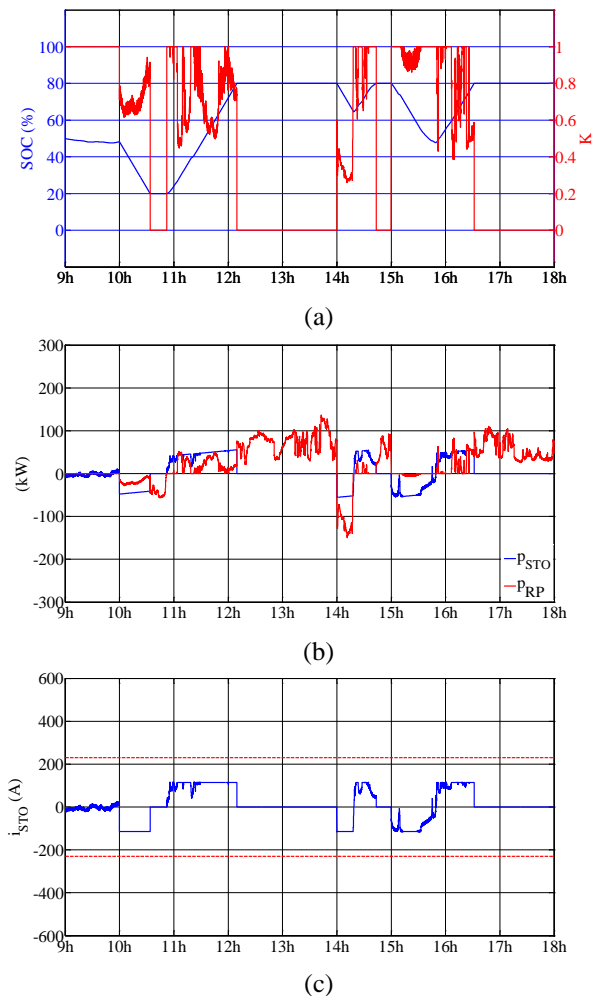


Figure 7. Micro-réseau DC avec limitation du courant du stockage : évolutions de l'état de charge

SOC et du coefficient de distribution K (a), évolutions des puissances p_{STO} et p_{RP} (b), évolution du courant i_{STO} (c).

Tenant compte du fait que l'objectif était de vérifier la faisabilité de la commande du système proposé, on peut enfin dire que le micro-réseau DC, tel que conçu et modélisé, a répondu de manière satisfaisante à la stratégie définie. Cependant, afin d'utiliser pleinement et correctement la capacité de stockage disponible, son contrôle peut être amélioré. Dans la poursuite de ce travail, les valeurs seront calculées en fonction de critères technico-économiques tels que les conditions météorologiques, le prix de l'énergie, la tarification dynamique, la durée de charge des VEH demandée, etc.

6. Conclusion

La production locale d'énergie renouvelable par micro-réseau devient de plus en plus complexe et sélective pour de nombreux types de charges. Dans cet article, un micro-réseau DC spécial pour une station de recharge des VEH a été présenté. La structure du micro-réseau proposée vise à maximiser l'efficacité de l'énergie PV produite en proposant l'autoconsommation et le couplage direct du générateur PV sur le bus DC sans convertisseur statique.

Les résultats de simulation, donnés pour une journée de neuf heures, montrent la faisabilité du contrôle du micro-réseau DC pour différents scénarios de charge de VEH. Ces résultats montrent que l'utilisation de l'énergie PV produite peut baisser ou éviter totalement la demande de puissance au réseau public. En outre, cette étude a montré une approche réaliste pour considérer le vieillissement du stockage électrochimique. Pour la prise en compte d'un plus grand nombre de VEH, le système nécessitera une amélioration et une optimisation tout en tenant compte des contraintes imposées par le générateur PV, le stockage et le réseau public.

Références

1. A.Hajimiragha, C.A.Cañizares, M.W.Fowler, A. Elkamel: Optimal transition to plug-in hybrid electric vehicles in Ontario, Canada, considering the electricity-grid limitations. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 57, pp. 690–701, 2010.
2. K.H.Jansen, T.M.Brown, G.S. Samuelsen: Emissions impacts of plug-in hybrid electric vehicle deployment on the US western grid. *J. Power Sour.* 195, pp. 5409–5416, 2010.
3. D.B. Richardson: Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, impacts, and renewable energy integration. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 19, pp. 247–254, 2013.
4. B.T. Patterson: DC, Come Home: DC microgrids and the birth of the “Enernet”. *IEEE Power Energy Mag.* 10, pp. 60–69, 2012.
5. J.M.Guerrero, M.Chandorkar, T.-L.Lee, P.C Loh: Advanced control architectures for intelligent microgrids—Part I: Decentralized and hierarchical control. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 60, pp. 1607–1618, 2013.
6. L.Schmitt, J.Kumar, D.Sun, S.Kayal, S.S.M. Venkata: Ecocity upon a Hill: Microgrids and the future of the European city. *IEEE Power Energy Mag.* 11, pp. 59–70, 2013.
7. R.H. Lasseter: Smart distribution: Coupled microgrids. *Proc. IEEE* 99, pp. 1074–1082, 2011.
8. J.M.Guerrero, J.C.Vasquez, J.Matas, L.G.de Vicuna, M. Castilla: Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—A general approach toward standardization. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 58, pp. 158–172, 2011.
9. M.Sechilariu, B.C.Wang, F. Locment, A.Joulet: DC microgrid power flow optimization by multi-layer supervision control. Design and experimental validation. *Energy Convers.Manag.* 82, pp. 1–10, 2014.
10. M.Sechilariu, B.C.Wang, F. Locment: Building integrated photovoltaic system with energy storage and smart grid communication. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 60, pp. 1607–1618, 2013.
11. M.Francesco, G.Y.Yang, C. Traeholt: EV Charging facilities and their application in LV feeders with photovoltaics. *IEEE Trans. Smart Grid* 4, pp. 1533–1540, 2013.
12. J.Traube, F.Lu, D. Maksimovic: Mitigation of solar irradiance intermittency in photovoltaic power systems with integrated electric vehicle charging functionality. *IEEE Trans. Power Electron.* 28, pp. 3058–3067, 2013.
13. Y.M.Wi, J.U.Lee, S.K. Joo: Electric vehicle charging method for smart homes/buildings with a photovoltaic system. *IEEE Trans. Consum. Electron.* 59, pp. 323–328, 2013.
14. M.Sechilariu, B.C.Wang, F. Locment: Building-integrated microgrid: Advanced local energy management for forthcoming smart power grid communication, *Energy Build.* 59, pp. 236–243, 2013.
15. B.C.Wang, M.Sechilariu, F. Locment: Intelligent DC microgrid with smart grid communications: Control strategy consideration and design. *IEEE Trans. Smart Grid* 3, pp. 2148–2156, 2012.

16. A.Kuperman, U.Levy, J.Goren, A.Zafransky, A. Savernin: Battery charger for electric vehicle traction battery switch station. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 60, pp. 5391–5399, 2013.
17. J.Van Roy, N.Leemput, F.Geth, J. Buscher: Electric vehicle charging in an office building microgrid with distributed energy resources. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 99, pp. 1–8, 2014.
18. A.Mohamed, V.Salehi, M.Tan, O. Mohammed: Real-time energy management algorithm for plug-in hybrid electric vehicle charging parks involving sustainable energy. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 5, pp. 577–586, 2014.
19. W.Zhu, L.F.Wang, A.I.Dounis, R. Yang: Integration of plug-in hybrid electric vehicles into energy and comfort management for smart building. *Energy Build.* 47, pp. 260–266, 2012.
20. G.Byeon, T.Yoon, S.Oh, G. Jang: Energy management strategy of the DC distribution system in buildings using the EV service model. *IEEE Trans. Power Electron.* 28, pp. 1544–1554, 2013.
21. C.Jin, P.Wang, J.Xiao, Y. Tang: Implementation of hierarchical control in DC microgrids. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 61, pp. 4032–4042, 2014.
22. M.Armstrong, C.El Hajj Moussa, J.Adnot, A.Galli, P. Rivière: Optimal recharging strategy for battery-switch stations for electric vehicles in France. *Energy Policy* 60, pp. 569–582, 2013.
23. P.Goli, W. Shireen: PV integrated smart charging of PHEVs based on DC link voltage sensing. *IEEE Trans. Smart Grid* 5, pp. 1421–1428, 2014.
24. Y.Liu, Y.Tang, J.Shi, X. Shi: Application of small-sized SMES in an EV charging station with DC bus and PV system. *IEEE on Applied Superconductivity* 25, #5700406, 2015.
25. Strunz, K.; Abbasi, E.; Huu, D.N. DC microgrid for wind and solar power integration. *IEEE J. Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 2, pp. 115–126, 2014.
26. S.Rivera, B.Wu, S.Kouro, V.Yaramasu, J. Wang: Electric vehicle charging station using a neutral point clamped converter with bipolar DC bus. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 62, pp. 1999–2009, 2015.
27. F.Locment, M. Sechilariu, C. Forgez: Electric vehicle charging system with PV grid-connected configuration. In *Proc. of the IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, Lille, France, 1–3 September 2010.
28. F.Locment, M. Sechilariu: DC microgrid for future electric vehicle charging station designed by energetic macroscopic representation and maximum control structure. In *Proc. of the IEEE International Energy Conference*, Dubrovnik, Croatia, 13–16 May 2014; pp. 1454–1460.
29. I.Houssamo, F.Locment, M. Sechilariu: Experimental analysis of impact of MPPT methods on energy efficiency for photovoltaic power systems. *Int. J. Electric Power Energy System* 46, pp. 98–107, 2013.
30. I.Houssamo, F.Locment, M. Sechilariu: Maximum power tracking for photovoltaic power system: Development and experimental comparison of two algorithms. *Renewable Energy* 35, pp. 2381–2387, 2010.
31. H.J.Bergveld, P.H.L.Notten, W.S. Kruijt: *Battery Management Systems: Design by Modeling*. Philips Research Book Series, Kluwer Academic Publishers, Boston, MA, USA, 2002.
32. B.C.Wang, M.Sechilariu, F. Locment: A simple PV Constrained Production Control Strategy. In *Proc. of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Hangzhou, China, 28–31 May 2012; pp. 969–974.

Réseau local de distribution à courant continu et impact du rendement des convertisseurs de puissance : cas d'un micro-réseau intégré dans un bâtiment

Hongwei WU, Manuela SECHILARIU, Fabrice LOCMONT

Sorbonne universités, Université de technologie de Compiègne, EA 7284 AVENUES, Centre Pierre Guillaumat CS 60319 Compiègne Cedex 60203
hongwei.wu@utc.fr

Résumé : Cet article présente une comparaison macroscopique entre le rendement global d'un micro-réseau local CC et un micro-réseau local CA intégrés dans un bâtiment. Dans le but de réduire certaines étapes de conversion de puissance et à partir du rendement mesuré d'un onduleur industriel destiné aux applications photovoltaïques, un micro-réseau CC paraît comme un choix potentiel pour les bâtiments équipés en sources photovoltaïques.

MOTS-CLES – micro-réseau, bâtiment, rendement, convertisseur, distribution de puissance, CC, énergie, photovoltaïque.

1. Introduction

Les exigences strictes de qualité, de sécurité et de respect de l'environnement conduisent à la reconsidération des politiques sur le marché d'électricité concernant les tarifs des énergies renouvelables. Dans la plupart des cas, le système d'énergie renouvelable est connecté au réseau pour l'injection permanente d'énergie. Actuellement cette topologie est soumise aux contraintes de sécurité à cause de la fluctuation de la consommation et de l'intermittence de la génération d'énergie renouvelable. De plus, la nature intermittente d'énergie renouvelable augmente la charge supplémentaire de réglage des services réseau par une production conventionnelle fossile. A cause de cet impact négatif, dans plusieurs pays le tarif d'achat d'énergie renouvelable n'est plus favorable à l'injection permanente, et ainsi l'autoconsommation de l'énergie produite est encouragée. Cela repositionne également le concept et le développement des bâtiments à énergie positive comme une alternative à l'injection permanente d'énergie. En tenant compte de l'émergence du réseau électrique intelligent combiné avec des micro-réseaux CC ou CA [1] et le fait que les panneaux photovoltaïques (PV) représentent la source renouvelable la plus utilisée en zones urbaines, un micro-réseau basé sur des panneaux PV est proposé. La réalisation d'un bâtiment à énergie positive implique la conception d'un bâtiment dont la consommation énergétique est inférieure à la génération d'énergie renouvelable.

Dans ce contexte, il est essentiel d'avoir un bon rendement de conversion globale, entre les sources de puissance et la charge électrique. Comme le micro-réseau CC et le micro-réseau CA sont deux possibilités principales de conception de micro-réseau local, une comparaison du rendement doit être faite entre de ces deux typologies.

2. Système de micro-réseau intégré dans le bâtiment

Le système de micro-réseau intégré dans le bâtiment est présenté dans Fig. 1. Les générateurs PV, le stockage électrochimique, la connexion avec le réseau public et la charge électrique du bâtiment sont connectés, via leurs propres convertisseurs, au bus CC. Le micro-réseau présenté est basé sur un bus CC qui est justifié non seulement pour une intégration efficace et simple des sources renouvelables et du stockage, mais aussi pour la suppression de synchronisation de phase, où seulement la tension continue reste à stabiliser [2]. Les générateurs PV sont considérés comme une source contrôlée par un contrôle basé sur un algorithme d'extraction de puissance maximale (*Maximum Power Point Track* - MPPT), mais aussi capable d'extraire une puissance limitée, si nécessaire par rapport à l'équilibrage des puissances. Le stockage électrochimique est adapté pour un système de micro-réseau intégré dans un bâtiment, à la fois au niveau technique et économique. La connexion avec le réseau public et les connexions avec les bus de distribution sont réalisées par des interrupteurs statiques ou hybrides.

Concernant la charge électrique du bâtiment, il y a deux possibilités de branchement : mettre un onduleur à la sortie du micro-réseau pour avoir un bus de distribution en CA, ou relier directement un bus de distribution en CC au bus CC du micro-réseau. Dans un bus conventionnel de distribution en CA, la puissance générée localement est convertie en puissance alternative pour alimenter le système électrique, puis cette puissance est reconvertie en CC pour beaucoup d'applications comme par exemple les variateurs de vitesse, les appareils à base de microprocesseur et les lampes à LED.

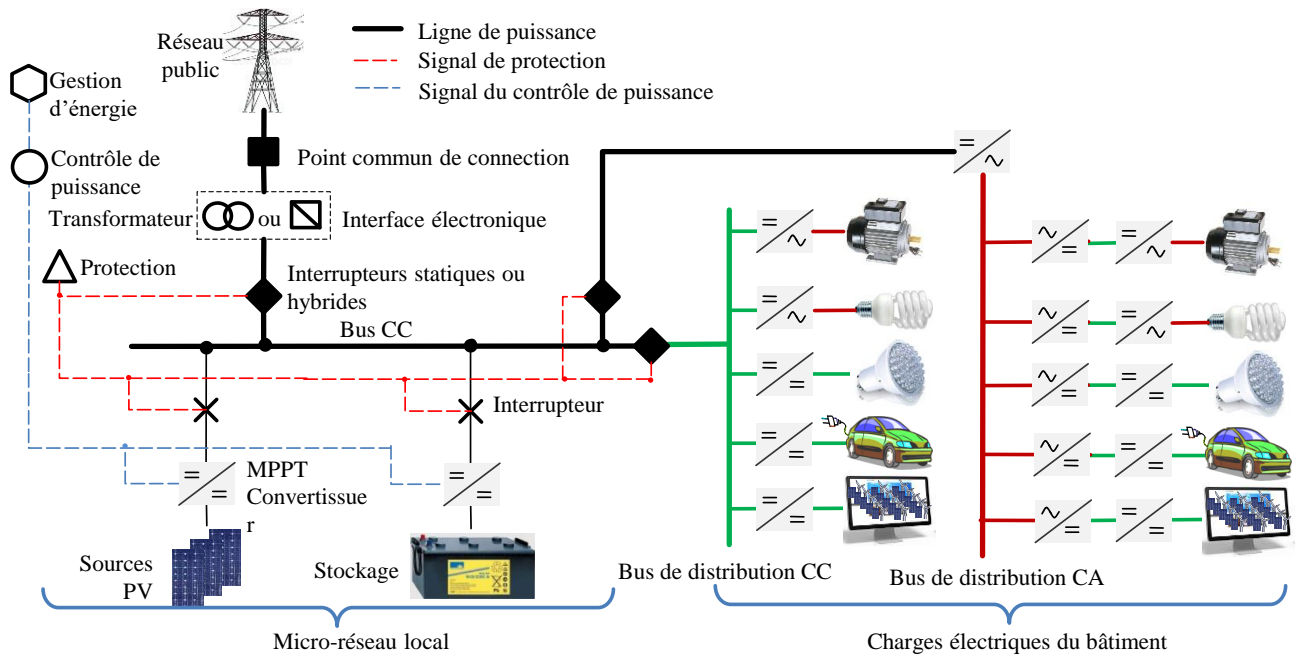


Fig.1 : Système de micro-réseau intégré dans un bâtiment.

Le bus de distribution en CC peut maximiser le rendement global en évitant certaines pertes de conversion par la suppression d'un ou de deux étapes de conversion énergétique et par l'absence de puissance réactive et des harmoniques [3].

3. Rendement énergétique global d'un micro-réseau : CA versus CC

Dans cette étude basée sur le micro-réseau présenté avant, la comparaison du rendement énergétique global entre le bus de distribution CA et le bus de distribution CC est restreinte à la comparaison du transfert de puissance et à la comparaison des rendements des convertisseurs de puissance en régime permanent seulement.

3.1. Transfert de puissance

Le comportement d'une ligne de distribution à basse tension est souvent modélisé par une résistance, une inductance qui est égale au rapport entre le flux magnétique total de fuite et le courant traversant et un condensateur qui représente l'effet du champ électrique créé. Dans le cas d'une ligne courte (inférieure à quelques dizaines de kilomètres), le condensateur peut être négligé. Pour une installation électrique à basse tension, la réactance de ligne est aussi négligeable [4], ainsi l'effet de peau peut être négligé. Donc, on peut modéliser la ligne comme une résistance pure. Supposant que le transfert de puissance est réalisé par le même câble, par exemple la même longueur l et la même résistance r , on peut estimer la perte en ligne pour la même puissance de charge P_{charge} avec l'équation (1) pour le cas alternatif et avec l'équation (2) pour le cas continu.

$$P_{CA} = 2 \cdot r \cdot l \cdot I_{CA}^2 = 2 \cdot r \cdot l \cdot \frac{P_{charge}^2}{V_{CA}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (1)$$

avec P_{CA} la perte totale en ligne, I_{CA} la valeur efficace du courant de phase, V_{CA} la valeur efficace de tension entre la phase et la neutre, $\cos \varphi$ le facteur de puissance.

$$P_{CC} = 2 \cdot r \cdot l \cdot I_{CC}^2 = 2 \cdot r \cdot l \cdot \frac{P_{charge}^2}{U_{CC}^2} \quad (2)$$

avec P_{CC} la perte totale en ligne, I_{CC} le courant continu, U_{CC} la tension continue.

Généralement, pour un bâtiment équipé d'un système de distribution alternative 400/230V, le réseau est composé par les câbles dont la tension nominale de fonctionnement est égale à 600V et peut même aller jusqu'à 1000V. Donc, la tension de bus de distribution continu U_{CC} peut atteindre la valeur $V_{CA} \cdot \sqrt{2}$ sans pertes dues aux câbles qui font partie des installations existantes. Alors, pour la même puissance demandée par la charge P_{charge} , la perte en ligne dans une distribution avec bus continu est inférieure à celle dans une distribution avec bus alternatif, comme montré en (3).

$$\frac{P_{CC}}{P_{CA}} = \frac{1}{2} \cdot \cos^2 \varphi \quad (3)$$

Dans l'objectif d'être rentable, la distribution électrique à basse tension dans un bâtiment demande une valeur optimale de tension de bus continu qui, selon plusieurs études, varie entre 325V et 400V [5]. Afin d'utiliser l'infrastructure de câbles existante, la Fig. 2 montre la possibilité de transition de CA à CC, pour le cas triphasé et pour le cas monophasé respectivement, où L signifie le conducteur de phase, N le conducteur de neutre et PE le conducteur de protection utilisé pour la mise à la terre.

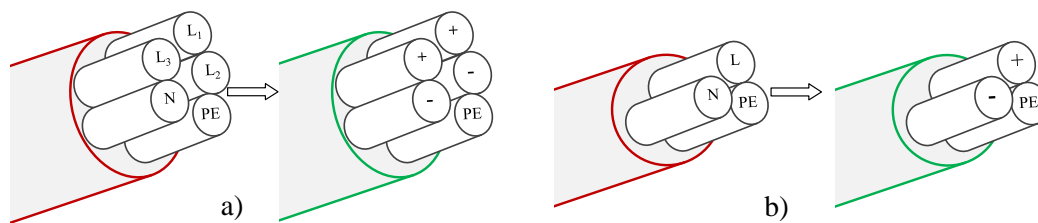


Fig. 2: Transition des câbles de CA à CC dans le cas triphasé (a) et dans le cas monophasé (b).

Les rapports de puissance transférée sont comparés dans les deux cas, exprimé par l'équation (4) pour le cas triphasé et respectivement par l'équation (5) pour le cas monophasé.

$$\frac{P_{CC_5cond}}{P_{CA_5cond}} = \frac{2 \cdot U_{CC} \cdot I}{3 \cdot V_{CA} \cdot I \cdot \cos \varphi} = \frac{2 \cdot \sqrt{2} \cdot V_{CC} \cdot I}{3 \cdot V_{CA} \cdot I \cdot \cos \varphi} \quad (4)$$

$$\frac{P_{CC_5cond}}{P_{CA_5cond}} = \frac{2 \cdot \sqrt{2}}{3 \cdot \cos \varphi}$$

$$\frac{P_{CC_3cond}}{P_{CA_3cond}} = \frac{U_{CC} \cdot I}{V_{CA} \cdot I \cdot \cos \varphi} = \frac{\sqrt{2} \cdot V_{CA} \cdot I}{V_{CA} \cdot I \cdot \cos \varphi} \quad (5)$$

$$\frac{P_{CC_3cond}}{P_{CA_3cond}} = \frac{\sqrt{2}}{\cos \varphi}$$

Pour le câble triphasé et avec un facteur de puissance inférieur à 0,942, la puissance transférée en continu P_{CC_5cond} est plus importante que celle en alternatif P_{CA_5cond} . Pour le câble monophasé et n'importe quel facteur de puissance, la puissance transférée en continu P_{CC_3cond} est toujours plus importante que celle distribuée en alternatif P_{CA_3cond} .

3.2. Rendement des convertisseurs de puissance

La Fig. 1 illustre les étapes de conversion énergétique implémentées pour les deux cas de distribution avec un bus alternatif et un bus continu. A partir de la puissance PV générée dans son point de puissance maximale (MPP) P_{PV_MPP} , le rendement énergétique global peut être exprimé par (6) pour le cas alternatif et par (7) pour le cas continu:

$$\eta_{CA} = \eta_{redresse_MPPT} \cdot \eta_{ond_microreseau} \cdot (\eta_{redresse} \cdot \eta_{ond})_{charge}$$

$$\eta_{CA} = \frac{P_{charge}}{P_{PV_MPP}} \quad (6)$$

$$\eta_{CC} = \eta_{redresse_MPPT} \cdot (\eta_{hacheur/ond})_{charge} = \frac{P_{charge}}{P_{PV_MPP}} \quad (7)$$

avec η_{CA} le rendement de la puissance alternative, $\eta_{redresse_MPPT}$ le rendement du redresseur MPPT, $\eta_{ond_microreseau}$ le rendement de l'onduleur du micro-réseau, $(\eta_{redresse} \cdot \eta_{inv})_{charge}$ le produit des deux rendements des convertisseurs de puissance intégrés dans la charge, et enfin η_{CC} le rendement de puissance continue. Suivant la Fig. 1, due à la suppression des

étapes de conversion et considérant les rendements moyens sur une période significative de fonctionnement, le rendement global dans la distribution continue est supérieur que celui dans la distribution alternative.

4. Analyse du rendement des convertisseurs

Dans cette section plusieurs aspects théoriques sur le rendement des convertisseurs sont discutés. La Fig. 3 représente le rendement normalisé d'un convertisseur et l'intervalle optimal de fonctionnement dans lequel il fonctionne avec les meilleurs rendements. Cet intervalle (entre P_1 et P_2) dépend des paramètres d'entrée et de sortie. Le rendement du convertisseur est défini comme une fonction de transfert en fonctionnement normal, dépendant de la puissance instantanée, à l'entrée ou à la sortie. Cette fonction de transfert de puissance est non-linéaire avec une puissance critique d'entrée comme le point de départ, souvent connu comme la consommation par le convertisseur lui-même. L'effet Joule du circuit de sortie introduit une perte qui augmente quadratiquement avec le courant (ou la puissance). Cela conduit à la décroissance de rendement en passant le point de maximum [6]. Le point maximum d'un rendement d'un convertisseur indique le rendement du dispositif sur le point optimal (le point vert dans la Fig. 3), où se trouve souvent la puissance nominale du convertisseur. Malgré le fait que ce pic soit généralement supérieur à 95% pour les dispositifs récents, il est à noter que le convertisseur ne travaille dans l'intervalle optimal que pendant une faible proportion de son cycle de service dans le cas de forte variation de la puissance d'entrée et/ou celle de sortie.

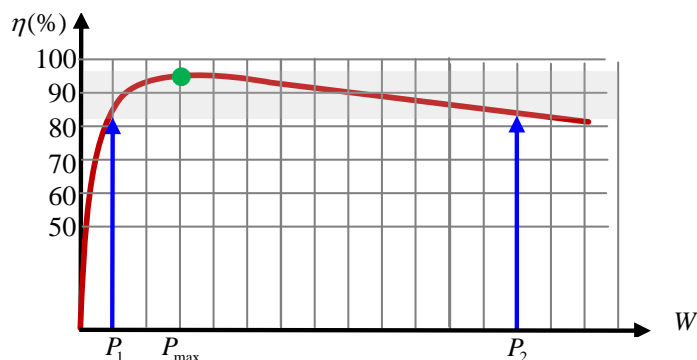


Fig. 3: Profil typique du rendement d'un convertisseur.

On peut voir dans la Fig. 4 que le rendement d'un onduleur PV dépend de la puissance de sortie, ainsi il décroît avec l'augmentation de tension continue d'entrée. D'une part, la tension continue varie de manière à imposer toujours le MPP à l'installation PV, d'autre part, la puissance demandée par la charge varie tout le temps dans le cas d'alimentation d'un bâtiment. Par conséquent, le dimensionnement optimal de l'onduleur devient très complexe. Pour un onduleur PV, son rendement doit être adapté à la distribution d'irradiation solaire locale et à long terme.

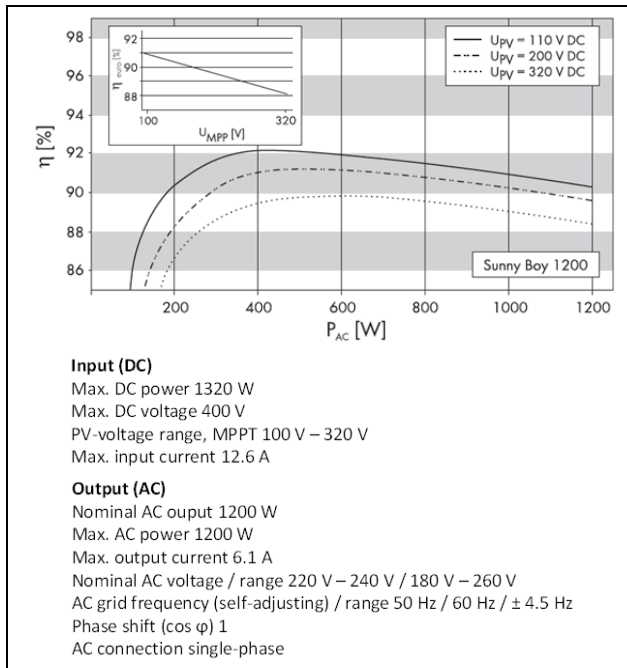


Fig. 4: Courbes de rendements d'un onduleur industriel et sa fiche technique (SB 1200 de SMA [7]).

On peut calculer ce rendement par les données météorologiques et le rendement estimé des panneaux PV [8]. En simplifiant le calcul, un rendement pondéré européen a été proposé. C'est un rendement moyen soumis aux conditions d'irradiation correspondantes au climat de l'Europe centrale. Sa définition est donnée par (8) où η_i correspond au rendement de conversion à $i\%$ de la puissance nominale de l'onduleur [9], [10].

$$\eta_{EU} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + \dots + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20 \cdot \eta_{100\%} \quad (8)$$

Le rendement européen d'un onduleur PV est référencé dans presque toutes les fiches techniques des constructeurs.

5. Rendement expérimental d'un onduleur PV industriel

Le rendement dépend de beaucoup de paramètres : la tension appliquée, le courant de sortie, la fréquence de découpage, la température, le circuit de sortie, etc. [11] [12]. A cause de la nature intermittente de l'énergie renouvelable, ce n'est presque pas possible de fixer certains points de fonctionnement. Donc, comme présenté dans la section 5, il n'est pas suffisant de connaître seulement l'intervalle optimal de fonctionnement autour de son maximum du rendement. Par contre, il faut étudier la variation du rendement sur toute la plage de fonctionnement. Par des tests expérimentaux réalisés sur la plateforme développée dans notre laboratoire, cette section donne les résultats qui permettent d'analyser en détail le rendement de l'onduleur donné dans la Fig. 4.

5.1. Description du système PV

Dans cette étude, le système de test est constitué par les composants suivants : sources PV (PVA) formées par huit panneaux PV (Solar-Fabrik SF-130/2-125 avec $I_{MPP}=7,14A$ et $V_{MPP}=17,5V$ sous STC) installés sur le toit du laboratoire, un onduleur PV (SMA SB 1200, dont les caractéristiques sont données ci-dessus) et un émulateur de réseau (Puissance+, 3kVA, amplificateur linéaire bidirectionnel), comme montré dans la Fig. 5.

Ce système de test est associé avec des capteurs et un système d'acquisition pour enregistrer les données suivantes : irradiation solaire g , température d'air θ_{air} , température de cellule PV θ_{PV} , tension continue v_{PV} , puissance d'entrée $P_{CC} = i_{PV} \cdot v_{PV}$ et la puissance de sortie $P_{CA} = \frac{1}{T} \int_0^T i_r \cdot v_r \cdot dt$, avec $T=0,02s$. Le rendement de l'onduleur est calculé par le rapport de la puissance alternative obtenue en sortie et la puissance continue d'entrée $\eta_{PV_ond} = P_{CA} / P_{CC}$. A partir des valeurs instantanées de g et θ_{PV} , le PVA est toujours contrôlé par MPPT. On considère que toute la puissance générée est injectée dans le réseau public grâce à l'onduleur étudié.

5.2. Résultats expérimentaux

Afin de montrer la dépendance de la période de fonctionnement de la performance de l'onduleur, le 6 novembre 2014 plusieurs tests ont été réalisés.

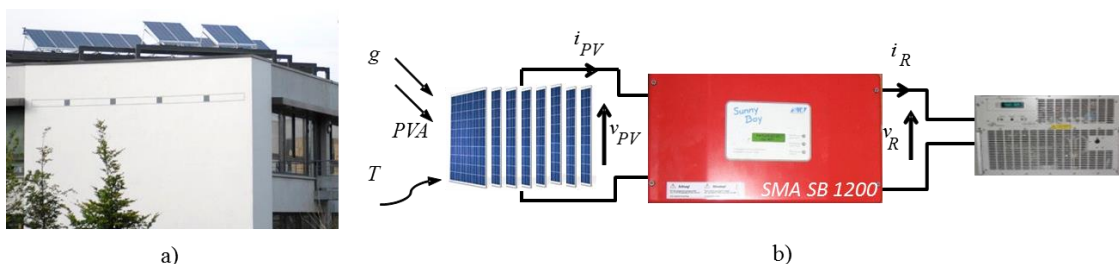


Fig. 5: Système expérimental PV; image des panneaux PV (a) et schéma électrique (b).

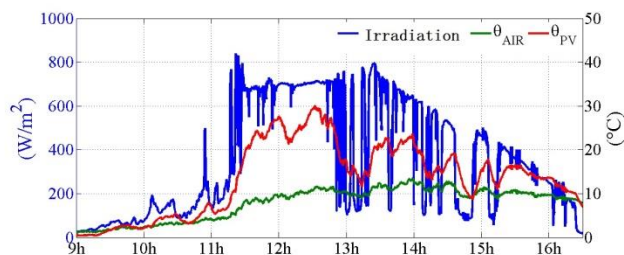


Fig. 6: Irradiation solaire et l'évolution de températures

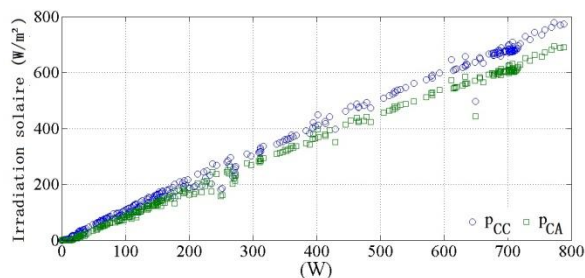


Fig. 7: Variation de puissance en fonction d'irradiation

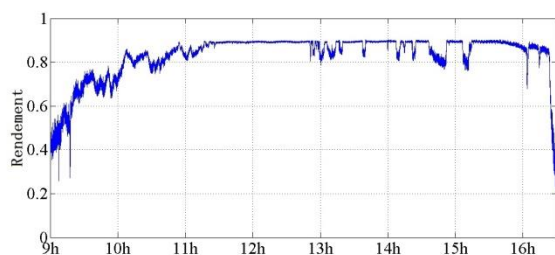


Fig. 8 : Variation temporelle du rendement

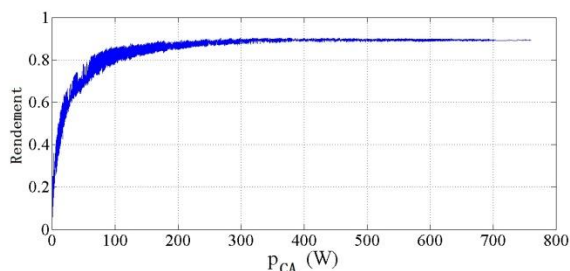


Fig. 9 : Rendement en fonction de la puissance de sortie

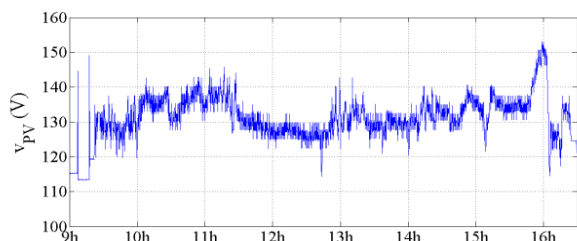


Fig. 10: Variation temporelle de la tension CC d'entrée

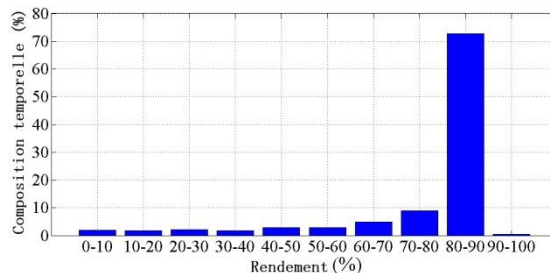


Fig. 11 : Composition temporelle du rendement

Dans la Fig. 6 on voit à l'évidence la variation de la température ambiante qui est relativement faible en comparaison avec celle de l'irradiation solaire. Donc, on constate que la variation de température de cellule PV est le résultat principal de la variation de l'irradiation solaire. Comme le test est basé sur huit panneaux PV dont la puissance totale sous STC est 1000W, la puissance d'entrée P_{DC} est presque égale à la valeur d'irradiation solaire. Cela est bien illustré dans la Fig. 7 et cela prouve que l'algorithme MPPT fonctionne bien. Cependant, on remarque que la différence des puissances à l'entrée et à la sortie de l'onduleur augmente avec l'augmentation de puissance. Cette différence est probablement due à l'effet Joule, car elle augmente quadratiquement avec la puissance.

La variation temporelle du rendement dans la Fig. 8 montre que le rendement de l'onduleur est influencé par la variation d'irradiation solaire. La Fig. 9 montre que le rendement dépend de la puissance de sortie P_{CA} . Cette évolution est proche à celle donnée par le fabricant dans la Fig. 4 pour 110V, pourtant le maximum instantané du rendement est inférieur à la valeur de 92,1% mais presque identique au rendement pondéré européen de 90,7%. Certes, c'est à cause de la variation de tension d'entrée présentée dans la Fig. 10. En effet, dans le but d'extraire le maximum de puissance PV, l'algorithme MPPT impose des tensions continues différentes, qui dépendent en grande partie de la variation des conditions météorologiques. La Fig. 10 montre que la tension CC n'est pas forcément proportionnelle à l'irradiation solaire, à cause de la propriété non-linéaire du panneau PV et de l'irradiation inégale sur les modules PV d'un même panneau. La Fig. 11 montre la composition temporelle des différentes valeurs du rendement pendant la journée. Sachant qu'il s'agit d'une journée ensoleillée, le rendement de l'onduleur est entre 80% et 90% pendant plus de 70% du temps de fonctionnement.

5.3. Analyse et discussion

La performance de l'onduleur PV est influencée par la variation de l'ensoleillement. Dans cette journée le rendement devient plus important quand l'irradiation solaire est plus grande. Ainsi, en comparant la Fig.8 et la Fig.10, on trouve que le rendement décroît quand la tension continue augmente. Par conséquent, il est important d'identifier les paramètres importants pour l'évaluation du système. Suivant ces résultats, globalement on observe que l'onduleur travaille avec un bon rendement pendant une belle journée.

Cependant, il n'a pas pu atteindre le maximum du rendement théorique à cause de la variation de tension d'entrée, qui est due à l'algorithme MPPT. Par ailleurs, l'irradiation solaire varie dans une grande plage même s'il s'agit d'une journée ensoleillée. Donc, on ne peut pas prendre en compte dans les calculs du rendement seulement le rendement à la puissance nominale. Toutefois, le rendement pondéré européen peut donner une estimation plus précise du rendement global annuel. Comme le rendement dépend fortement de la puissance, il est évident que l'onduleur ne permet pas de garantir toujours un rendement optimal. Bien que l'onduleur analysé soit conçu pour l'injection permanente d'énergie vers le réseau public, cette conclusion est aussi valable pour un autre onduleur qui alimente le bus de distribution en CA dans un micro-réseau comme présenté dans la Fig. 1, car la puissance demandée par la charge électrique dans un bâtiment est aussi très variable. C'est-à-dire qu'il existe une perte d'au moins de 10% dans le bus de distribution en CA. Énergétiquement le micro-réseau avec un bus de distribution en CC présente de grands avantages car la suppression de l'onduleur évite cette perte d'énergie. Par ailleurs, les pertes en ligne d'un bus de distribution en CC sont au plus 50% de celles d'un bus de distribution en CA, comme calculé dans la section 4.1. Ainsi, le bus de distribution en CC peut aussi être plus économique grâce à la suppression des convertisseurs dans le système électrique global. Enfin, le micro-réseau avec une distribution en CC est plus performant que celle en CA au niveau de l'énergie et du matériel.

Conclusion

La performance globale d'un micro-réseau intégré dans un bâtiment peut être améliorée par l'utilisation d'un bus de distribution continue grâce à la suppression des étapes de conversion et à la diminution de pertes en ligne. Dans le cadre des travaux futurs, la caractérisation et l'analyse plus profonde sur les différentes pertes dans les composants du convertisseur doivent être réalisées pour développer une méthode d'optimisation du rendement global, adaptée pour un micro-réseau avec sources PV. Le but est de développer un algorithme d'optimisation qui contient des différents profils d'ensoleillement, les caractéristiques des panneaux PV, l'estimation du rendement de convertisseur, ainsi que la variation des consommations des charges électriques dans un bâtiment.

Références

- [1] M. Sechilariu, B. C. Wang, F. Locment, "Building-integrated microgrid: Advanced local energy management for forthcoming smart power grid communication", *Energy and Buildings* vol. 59, pp. 236-243, (2013).
- [2] M. Sechilariu, B. C. Wang, F. Locment, A. Jougllet, "DC microgrid power flow optimization by multi-layer supervision control. Design and experimental validation", *Energy Conversion and Management*, vol. 82, pp. 1-10, (2014).
- [3] Hafiz Abu Bakar Siddique, Syed Mansoor Ali, R. W. De Doncker, "DC Collector Grid Configurations for Large Photovoltaic Parks", in *Proc. EPE 2013, Lille (France)*, 2-6 Sept., 2013, pp. 1-10.
- [4] P. Karlsson, J. Svensson, "DC bus voltage control for a distributed power system", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol.18, n° 6, pp. 1405-1412, (2003).
- [5] D. Salomonsson, A. Sannino, "Low-voltage DC distribution system for commercial power systems with sensitive electronic loads", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 22, n° 3, pp. 1620-1627, (2007)
- [6] Siyuan Zhou; Rincon-Mora, G.A., "A high efficiency, soft switching DC-DC converter with adaptive current-ripple control for portable applications", *IEEE Trans on Circuits and Systems II: Express Briefs*, vol.53, no.4, pp.319,323, (April 2006)
- [7] www.sma.de, SUNNY BOY Installation Guide, SB11_12_17-IEN100132 |IMEN-SB11_17 | Version 3.2.
- [8] A. C. Nanakos, E. C. Tatakis, N. P. Papanikolaou, "A Weighted-Efficiency-Oriented Design Methodology of Flyback Inverter for AC Photovoltaic Modules", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 27, n° 7, pp. 3221-3233, (2012).
- [9] Young-Ho Kim, Young-Hyok Ji, Jun-Gu Kim, Yong-Chae Jung, Chung-Yuen Won, "A New Control Strategy for Improving Weighted Efficiency in Photovoltaic AC Module-Type Interleaved Flyback Inverters", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 28, n° 6, pp. 2688-2699, (2013).
- [10] M. Valentini, A. Raducu, D. Sera, R. Teodorescu, "PV inverter test setup for European efficiency, static and dynamic MPPT efficiency evaluation", in *Proc. OPTIM 2008, Brasov (Romania)*, 22-24 May, 2008, pp. 433-438.
- [11] Y. Yang, H. Wang, F. Blaabjerg, Ke Ma, "Mission Profile based Multi-Disciplinary Analysis of Power Modules in Single-Phase Transformerless Photovoltaic Inverters", in *Proc. EPE 2013, Lille (France)*, 2-6 Sept., 2013, pp. 1-10.
- [12] C. L. Nge, O.-M. Midtgard, L. Norum, "Energy Efficiency Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Inverter with Storage Battery", in *Proc. EPE 2011, Birmingham (UK)*, Aug. 30 - Sept. 1, 2011, pp. 1-10.

ALIMENTATIONS DES VARIATEURS DE VITESSE PAR BUS A COURANT CONTINU

FRANCK LE GALL

Lycée Jules Ferry
Versailles

Résumé : Dans les installations industrielles dont les procédés nécessitent l'utilisation de nombreux variateurs de vitesse, il est souvent économiquement pertinent de connecter ces convertisseurs sur un même bus continu. Il faut alors se poser des questions sur le dimensionnement du bus continu afin d'assurer sa stabilité et de limiter les perturbations sur le réseau.

1. Introduction

La solution la plus courante pour alimenter les variateurs de vitesses des machines alternatives consiste à utiliser un onduleur triphasé alimenté sous une tension continue (figure 1).

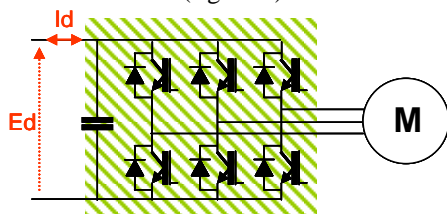


Figure 1 : Structure de base d'un variateur

Lorsque, dans de nombreuses applications industrielles (papeterie, fonderie ...), il est nécessaire d'utiliser une série de variateurs, il est alors souvent économique de connecter ces variateurs en parallèle sur la même source de tension qui est alors appelée "bus continu ou bus DC" (figure 2).

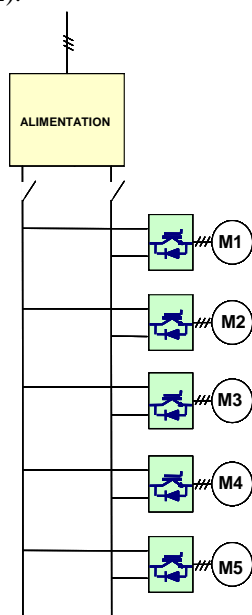


Figure 2 : Bus DC alimentant plusieurs variateurs

A titre d'exemple, des architectures constituées d'une vingtaine de variateurs alimentés sur le même Bus DC sont classiques dans les process de métallurgie ou des industries papetières. Les bus DC dépassent alors la centaine de mètres.

Outre le gain financier évident lié au partage du même bus DC, cette structure est aussi très intéressante pour faciliter la sauvegarde en cas de défaillance du réseau. Un Bus continu secouru par des batteries permet d'éviter les problèmes d'interruption de production comportant des engagements de matière et des conditions de redémarrages complexes (exemple de tôles dans les lignes de parachèvement).

Par ailleurs, il est important de veiller à ce que d'une part, les variateurs polluent le moins possible le réseau triphasé d'alimentation du bus continu tant du point de vue des fluctuations de puissance réactive que des harmoniques, et que d'autre part, les variations dans l'amplitude de tensions du réseau ne génèrent pas d'instabilités sur le bus DC. Enfin il faut que la tension du bus DC reste constante alors que la puissance active absorbée par les machines reste elle aussi constante. Cette double contrainte implique l'existence d'une résistance dynamique négative dont il faudra analyser les implications.

2. Structures d'alimentation du bus DC

Partant d'un réseau triphasé, plusieurs solutions peuvent être envisagées pour alimenter le bus continu. On peut les classer en deux grandes catégories ; les sources non régulées à base de ponts de diodes et les sources régulées à base de composants de puissance commandables (thyristors ou transistors).

2.1. Ponts de diodes

Le pont de diodes PD3 peut être utilement intégré dans une structure dodécaphasées pour annuler les harmoniques de rangs 5 et 7 en amont du transformateur (figure 3).

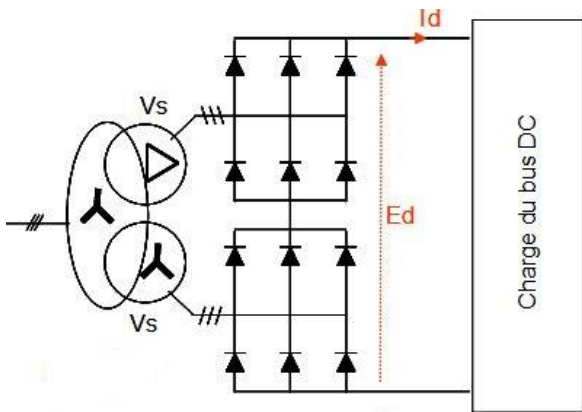


Figure 3 : Structure dodécaphasée à diodes

Cette structure est classique. Elle permet pour un faible coût d'obtenir un bus continu comportant de faibles ondulations et dont les pollutions harmoniques sur le réseau triphasé n'apparaissent qu'à partir du rang 11. En revanche, le bus continu ne peut être contrôlé.

2.2. Ponts tous thyristors

Pour limiter les pollutions harmoniques sur le réseau alternatif, il est judicieux de conserver la structure dodécaphasée précédente.

Par ailleurs, la tension de sortie du redresseur devant être constante, il faut porter un soin tout particulier au dimensionnement (choix d'un angle α de commande des thyristors, faible et dont la variation doit être liée aux variations de tension du réseau alternatif) pour limiter la demande en puissance réactive.

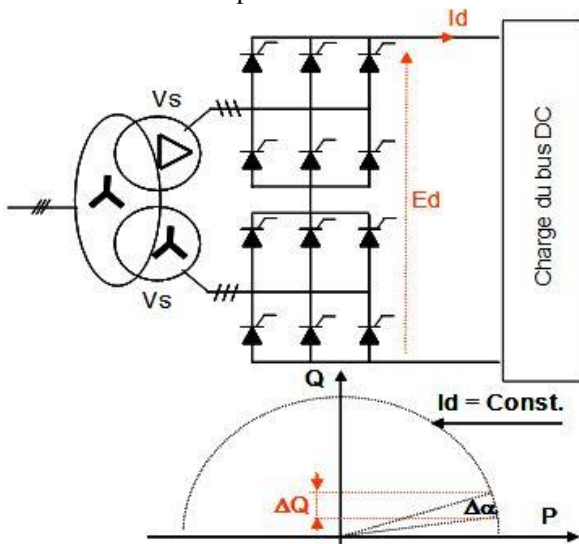


Figure 4 : Structure à thyristors

Si le procédé nécessite une gestion de la réversibilité énergétique, deux cas se présentent :

- Les freinages sont exceptionnels. Il suffit alors d'ajouter de disposer sur le bus une résistance de dissipation enclenchable, statiquement ou par contacteur, en cas de surtension.
- Les freinages sont répétitifs. Une alimentation réversible est alors nécessaire. La solution la moins contraignante, en terme de puissance réactive et de pollution harmonique est l'utilisation d'un redresseur actif ou « active front end ».

2.3. Redresseurs MLI

La troisième structure envisageable est constituée d'un redresseur à Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI). Ce type de convertisseur est particulièrement bien adapté à l'alimentation des bus à courant continu car il est réversible en courant, il génère peu ou pas de courants harmoniques dans les basses fréquences, il consomme peu ou pas de puissance réactive sur le réseau.

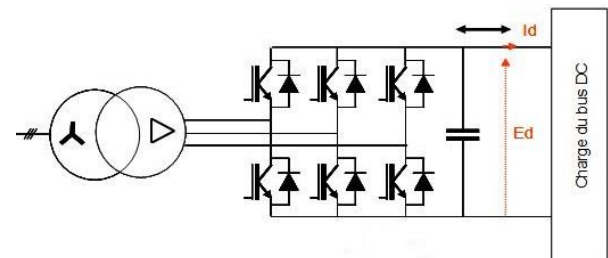


Figure 5 : Structure à redresseurs MLI

En revanche, cette structure est plus coûteuse et plus complexe à mettre en œuvre que les précédentes.

3. Existence des instabilités

Le Bus DC en aval des structures de redressement étant constitué d'éléments L et C (figure 6). Quelque soit la structure choisie pour l'alimentation du bus DC, il existe un risque d'instabilité qui amplifierait d'éventuelles petites variations de la tension alternative, donc de la tension E_{d0} .

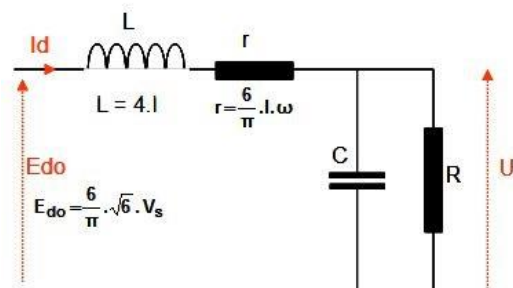


Figure 6 : constituant LC du bus DC

- C : somme des condensateurs présents sur le bus
- R : résistance équivalente à l'ensemble des charges sur le bus

- r : résistance due à la commutation des diodes
- L : inductance totale correspondant aux 4 inductances des secondaires des transformateurs parcourus à un instant t (l'inductance du réseau est négligée).

Il est primordial de connaître la fonction de transfert de cette structure pour dimensionner les composants afin d'éviter ces instabilités.

Le calcul de la fonction de transfert U/E_{d0} donne :

- Pulsation propre : $\omega_n = \sqrt{\frac{R+r}{RLC}}$
- Amortissement : $z = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{RC} + \frac{r}{L} \right) \sqrt{\frac{RLC}{R+r}}$

Pour fixer les idées, les résultats de simulation présentés ci-dessous sont obtenus pour une alimentation dodécaphasée de 1 MW, 1kV avec $R=1\Omega$. Le transformateur a sur chaque secondaire une tension de court-circuit U_{cc} de 10%.

Le courant dans la charge étant $I_d = 1000$ A, le courant efficace dans les phases du transformateur est donné par

$$I_s = I_d \frac{\sqrt{6}}{\pi} = 779,7 \text{ A}$$

Les tensions au secondaire du transformateur sont obtenues par

$$E_{d0} = \frac{E_d}{1 - \frac{\pi}{6} \cdot U_{cc}} = 527,6 \text{ V}, \quad U_s = \frac{\pi}{3 \cdot \sqrt{2}} \cdot E_{d0} = 390,7 \text{ V}$$

L'inductance de fuite totale ramenée au secondaire du transformateur peut être déduite des valeurs précédentes :

$$l = \frac{U_{cc} \cdot V_s}{\omega \cdot I_s} = 92,1 \mu\text{H}$$

Les figures 7a et 7b représentent des évolutions respectives de l'amortissement et de la pulsation propre en fonction de la valeur du condensateur.

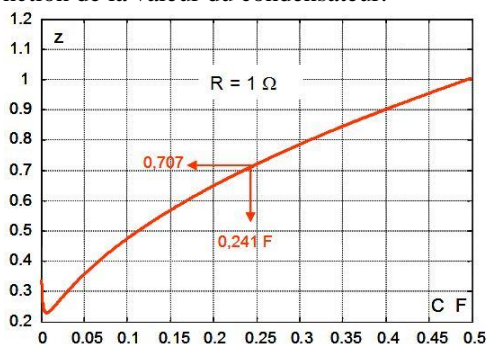


Figure 7a : amortissement en fonction de la valeur de C

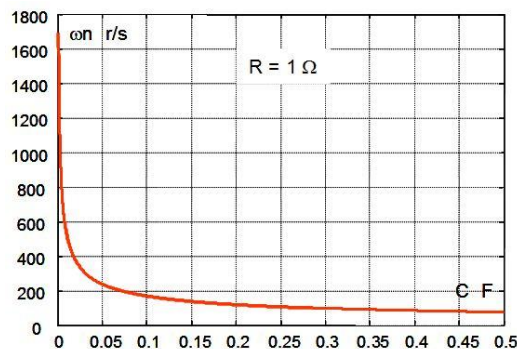


Figure 7b : pulsation de résonance en fonction de la valeur de C

La valeur optimale du condensateur correspondant à un amortissement de 0,707 est $C = 0,241$ F.

En revanche, toute valeur de condensateur inférieure à environ 0,1 F conduira à l'amorce d'instabilités $z < 0,5$! Comme tous les variateurs présents sur le bus contribuent à la valeur de C, il faudra s'assurer que la somme de ces capacités est bien supérieure à 0,1 F. Dans le cas contraire, il faudra ajouter un condensateur pour assurer la stabilité.

En revanche, dans les cas où l'on cherche à minimiser la taille de C (pour des raisons de masse et de volume, dans les matériels embarqués par exemple), le recours à une alimentation régulée est alors une nécessité.

4. Résistance négative : conséquences

Dans la simulation précédente, la résistance R était considérée comme constante. En réalité, cette résistance résulte de la mise en parallèle de plusieurs variateurs de vitesse. En l'absence de régime transitoire, lors de variations de la tension du bus DC, la puissance appelée sur ce réseau continu reste constante.

$$P = E_{d0} I_d = \text{cste} \text{ donc}$$

$$\Delta P = \Delta E_{d0} I_d + E_{d0} \Delta I_d = 0 \text{ et } \frac{\Delta E_{d0}}{\Delta I_d} = - \frac{E_{d0}}{I_d}$$

Les bus DC ont donc pour particularité de posséder une résistance dynamique négative.

Les résultats ci-dessous prennent en compte cette particularité avec les données du montage précédent. La résistance R négative est réalisée avec un hacheur de courant à grande dynamique en courant qui débite sur une tension constante (telle que $P=Cste$).

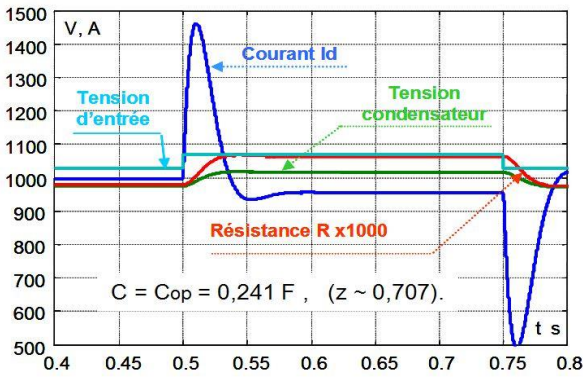


Figure 8a : Résultats de simulation pour des variations de la tension d'entrée de ± 20 V pour C=Cop

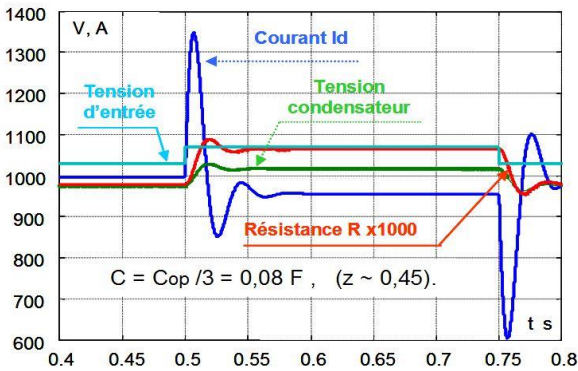


Figure 8b : Résultats de simulation pour des variations de la tension d'entrée de ± 20 V pour C=Cop/3

Avec la valeur optimisée du condensateur (figure 8a), on constate que la réponse en tension aux bornes du condensateur ne possède pas de dépassement. En comparaison, les résultats obtenus avec une capacité trois fois plus faible (figure 8b) engendrent un dépassement sur la tension du bus DC qui s'accompagne d'une oscillation amortie du courant i_d . On constate donc, a posteriori, que le dimensionnement de C obtenu avec l'hypothèse simplificatrice d'une résistance constante, reste pertinent pour le cas plus réaliste d'une puissance constante.

5. Contrôle des alimentations

5.1. Pont tous thyristors

La commande d'un pont PD3 tous thyristors est classique. Pour des fortes charges, la conduction est continue alors que pour les très faibles charges le régime de conduction peut être discontinu. Pour éviter ce mode de conduction, on met en œuvre une boucle de régulation de courant.

Dans le cas de la structure à redresseur dodécaphasé, si l'angle α de commande des thyristors est toujours faible il n'est pas nécessaire d'ajouter une inductance en série pour limiter l'ondulation du courant I_d car les inductances de fuite du transformateur suffisent.

La structure de la boucle de courant est représentée sur la figure 9.

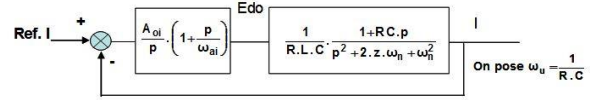


Figure 9 : structure de la boucle de courant

On peut alors imbriquer la boucle de courant dans une boucle de tension pour obtenir les performances souhaitées sur le bus DC.

La boucle de régulation de la tension est représentée sur la figure 10 et les résultats de la simulation de cette régulation pour différentes valeurs de C et de l'amplification A_{ou} du correcteur de la boucle de tension et pour une charge à puissance constante sont donnés sur la figure 11.

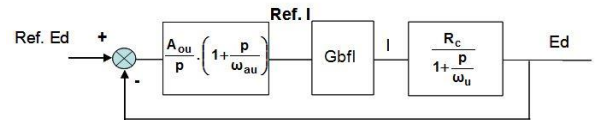


Figure 10 : structure de la boucle de courant

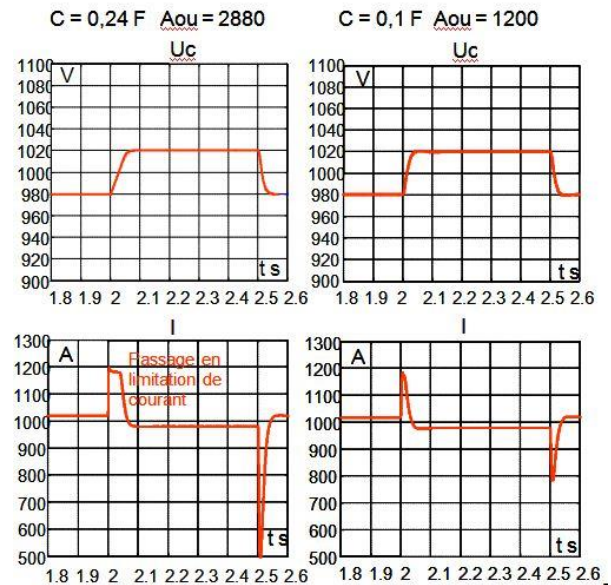


Figure 11a : résultats d'une simulation de la réponse à un échelon de référence E_d pour C=0,24 F et A_{ou} =2880 d'une part et pour C=0,1 F et A_{ou} =1200

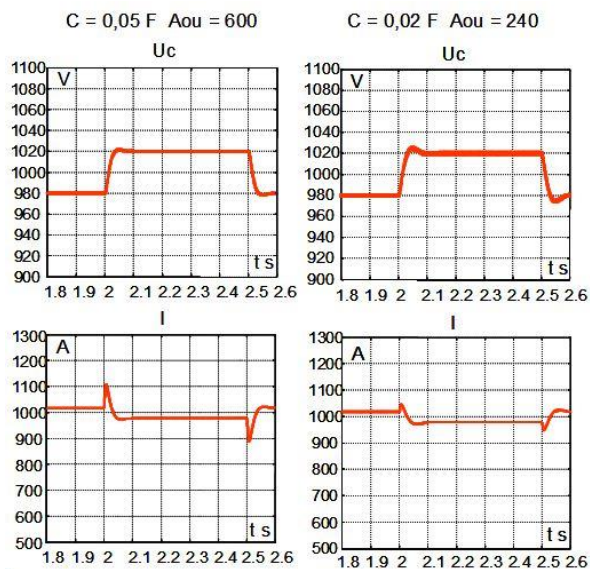


Figure 11b : résultats d'une simulation de la réponse à un échelon de référence E_d pour $C=0,05$ F et $A_{ou}=600$ d'une part et pour $C=0,02$ F et $A_{ou}=240$

La valeur optimale de C correspondant à un amortissement de 0,707 est, comme précédemment égale à 0,241 F. On constate qu'avec la valeur optimale de la capacité, le courant subit des pics qui peuvent dépasser la limite en courant. En diminuant la valeur de C , l'amplitude des pics de courant diminue et la réponse en tension peut aller jusqu'au dépassement (exemple pour $C=0,02$ F).

Pour $C = 0,02$ F, l'amortissement naturel devient 0,26, la plage de variation de C est alors limitée par l'ondulation ΔE_d de E_d qui devient alors trop importante. En conclusion, bien que le système soit robuste vis à vis des variations de C comprises entre 0,241 et 0,02F, ces résultats confirment que la valeur de C a une grande influence sur le contrôle de la tension.

5.2. Redresseur MLI

Le contrôle du redresseur MLI est lui aussi constitué de deux boucles imbriquées (courant et tension) mais sa mise en œuvre se fait sur des grandeurs alternatives. Elle est donc un peu plus complexe.

Classiquement, dans l'étage onduleur des variateurs de vitesses des machines alternatives, le contrôle se fait le plan (d,q) associé au champ tournant.

Dans l'application redresseur MLI, la structure de puissance est identique à celle de l'onduleur, mais il est plus pertinent de réaliser le contrôle des grandeurs dans le plan (actif P, réactif Q).

La structure de cette commande est donnée en figure 12.

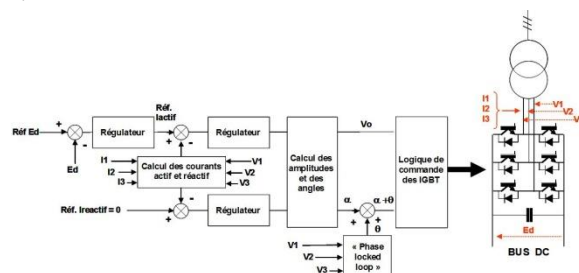


Figure 12 : structure du contrôle du redresseur MLI

- V_O amplitude d'une tension simple du redresseur MLI,
- V_R amplitude d'une tension simple à vide du transformateur,
- δ angle interne entre V_O et V_R ,
- X réactance globale au secondaire (dans bien des cas la réactance réseau en amont du transformateur peut être négligée).

On peut réécrire les formules classiques

$$I_{\text{act}} = \frac{V_R}{X} \cdot \sin \delta \quad \text{et}$$

$$I_{\text{réact}} = \frac{V_O - V_R \cdot \cos \delta}{X}$$

qui donnent pour les angles δ faibles ($\delta < 10^\circ$):

$$\begin{bmatrix} I_{\text{act}} \\ I_{\text{réact}} \end{bmatrix} \approx \frac{1}{X} \cdot \begin{bmatrix} V_R & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \delta \\ V_O \end{bmatrix} + \frac{1}{X} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ -V_R \end{bmatrix}$$

Régulation dans l'axe P :

La régulation de E_d est faite dans l'axe P et donne ainsi une consigne de courant actif pour le régulateur de courant actif.

Remarque : si U_O désigne la valeur crête de la tension entre phases et I_{act} , la valeur crête du courant actif, on peut écrire $I_{\text{act}} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{E_d}{U_O} \cdot I_d$

La régulation du courant actif revient alors approximativement à réguler le courant I_d du bus DC.

Régulation dans l'axe Q :

En général, on cherche un réglage à $\cos \phi$ unitaire. La valeur du courant réactif souhaité est donc nulle.

6. Perturbations et filtrages

4.1. Perturbations

Les perturbations générées du côté de la machine alternative peuvent être atténuées efficacement avec un filtre limitant des dV/dt (les dV/dt sont limités à une valeur de l'ordre de 500 V/ μ s).

En revanche, le réseau étant soumis à des réglementations de qualité de la tension, il convient d'étudier l'influence des perturbations plus en détails.

Pour les gammes de puissances inférieures à 1,5 MVA, la solution avec un convertisseur MLI à deux niveaux est la mieux adaptée. La tension de sortie du transformateur est définie par son spectre fréquentiel et d'une manière globale par son THD (taux de distorsion global).

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} U_{ieff}^2}}{U_{ieff}}$$

Ainsi en absence de filtre, le THD_U est de l'ordre de 0,6 à 0,7. On constate sur la figure 13 qu'il est nécessaire de filtrer le signal pour travailler dans une zone acceptable du point de vue du THD_U.

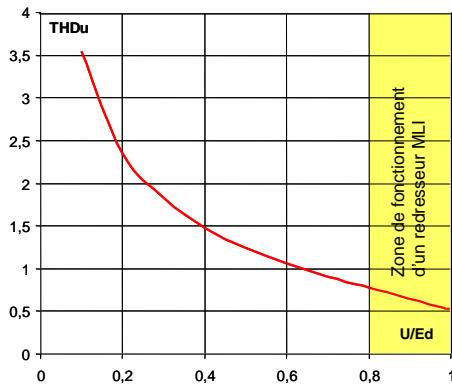


Figure 13. Caractérisation globale d'une tension simple avec Ed = 1000 V (fm = 1000 Hz).

L'analyse spectrale détaillée du courant est plus délicate, les harmoniques de courant ont pour origine les harmoniques de tension, mais les différentes inductances du circuit constituent un filtrage naturel. Les résultats présentés sur la figure 14, résultent d'une simulation prenant en compte un transformateur d'alimentation de 1 MVA avec un U_{cc} de 10%.

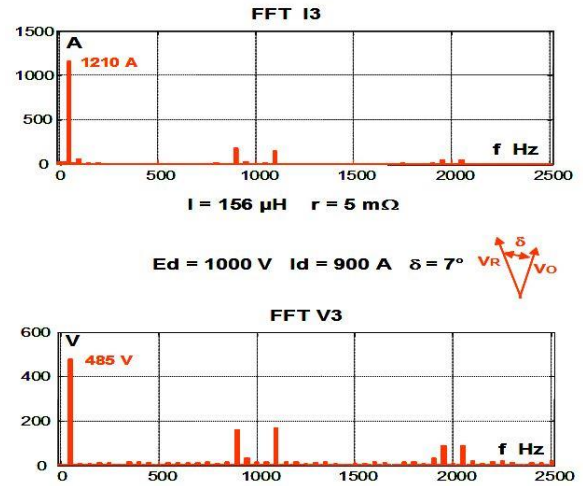
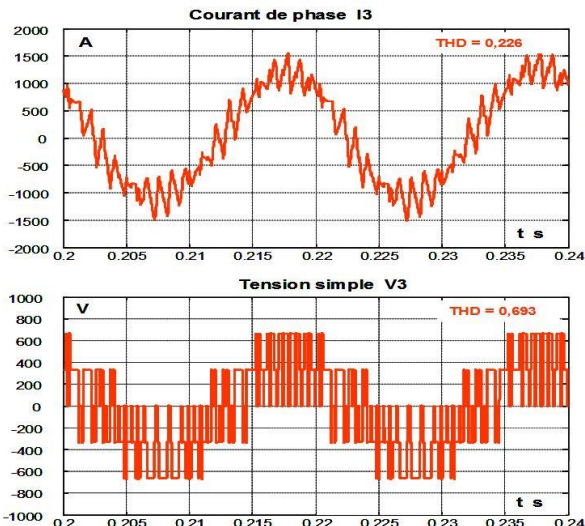


Figure 14. Analyses temporelle et fréquentielle du courant et de la tension simple.

Ces résultats confirment que les courants de lignes absorbés ou alimentant le réseau ne sont pas acceptables et qu'il est nécessaire de les filtrer.

4.2. Filtrages

Différentes structures de filtres peuvent être envisagées. Parmi celles-ci, les structures shunts accordées posent des problèmes de choix de la fréquence d'accord et de sélectivité. Elles n'ont qu'un faible intérêt lorsqu'elles sont associées à des convertisseurs MLI à deux niveaux. Nous n'en parlerons donc pas ici.

Pour les convertisseurs à deux niveaux, à basses fréquence de découpage (f < 1,5 kHz), les structures de filtre les mieux adaptées sont représentées sur la figure 15.

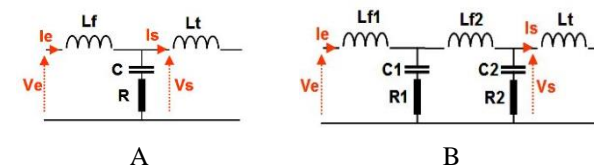


Figure 15. Deux structures de filtres possibles.

Les éléments constituant ce filtre sont les suivants :

- L_{fi} : inductance de filtrage. Elle doit être dimensionnée de manière à ce que la chute de tension à leurs bornes, de type L ω I, soit faible pour le fondamental du courant.
- C_i : condensateurs de filtrage. Ils doivent être dimensionnés pour minimiser la remontée de tension, principalement dans le cas d'un fonctionnement à vide.
- R : résistance d'amortissement du filtre.
- Lt : inductance de fuite du transformateur ramenée au secondaire (on peut également y inclure les réactances du réseau).

Calcul d'un filtre de type A :

On se propose d'étudier l'influence du filtre de type A, en analysant la structure de la figure 16.

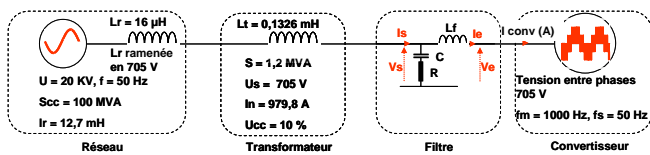


Figure 16. Simulation des performances du filtre.

V_s est la tension d'alimentation du transformateur. La tension harmonique (hors fondamental) (entre le réseau et le transformateur) V_r est obtenue par la relation :

$$V_r = V_s \cdot \frac{L_r}{L_t + L_r}$$

Dimensionnement de C et R :

Le calcul de la fonction de transfert I_s / I_e donne.

$$\frac{I_s}{I_e} = \omega_{ni}^2 \cdot \frac{1 + R \cdot C \cdot p}{p^2 + 2 \cdot z_i \cdot \omega_{ni} \cdot p + \omega_{ni}^2} \quad \text{avec}$$

$$z_i = \frac{R}{2} \cdot \sqrt{\frac{C}{L_t + L_r}} \quad \text{et} \quad \omega_{ni} = \frac{1}{\sqrt{C \cdot (L_t + L_r)}}$$

Bien que pour les pulsations élevées, la fonction de transfert en courant se résume à un premier ordre il est préférable de conserver un deuxième ordre jusqu'à 4000 Hz pour obtenir un bon filtrage au niveau des rangs voisins de 2000 Hz.

On en déduit alors que :

- La pulsation de cassure du numérateur de la fonction de transfert du second ordre est : $1/RC = 2\pi \cdot 4000$ r/s. Ce qui nous permet de choisir une fréquence de coupure du filtre $f_{ni} = 400$ Hz, $\omega_{ni} = 2\pi \cdot 400 = 2513,27$ r/s,
- les valeurs de C et de R :

$$C = \frac{1}{(L_t + L_r) \cdot \omega_{ni}^2} = \frac{1}{(0,0001326 + 0,000016) \cdot (2513,27)^2} = 1,065 \text{ mF}$$

$$R = \frac{1}{C \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_a} = \frac{1}{0,001065 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 4000} = 37,4 \text{ m}\Omega$$

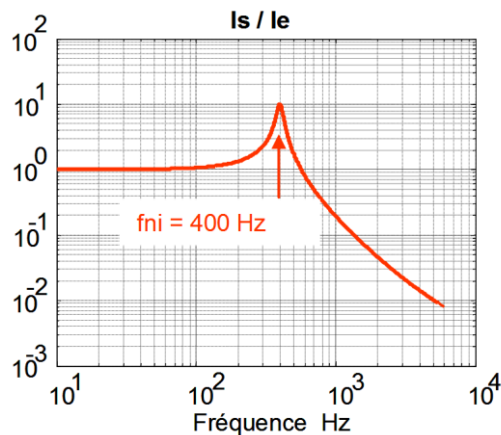


Figure 19. Fonction de transfert du filtre en courant. Le diagramme fréquentiel du gain est représenté sur la figure 19.

Dimensionnement de Lf :

La détermination de L_f fait plus appel au bon sens qu'au calcul.

Sur la figure 13 précédente, on pouvait voir le courant absorbé par un redresseur MLI sur un transformateur sans filtre. L'ondulation en courant étant relativement importante mais admissible, on pourrait imaginer de la réduire en augmentant la valeur de L_f . Ce choix engendrerait une chute de tension trop importante pour le courant fondamental.

Par ailleurs, en choisissant une inductance de faible valeur, on obtiendrait une augmentation de l'ondulation et donc des harmoniques sur I_e . Il faut donc adopter un compromis qui sera satisfaisant pour $L_f \sim L_t$.

Toutefois, ce compromis s'avère insuffisant du point de vue du THD en courant. Il est de 5,73 % alors qu'il devrait être voisin de 2 à 3%.

Stratégies d'optimisation :

Pour satisfaire cette contrainte sur le THDi, plusieurs stratégies sont possibles :

- Augmenter la fréquence de découpage, il y a des conséquences sur les pertes par commutation du convertisseur...
- Changer la structure du convertisseur, passer en trois niveaux, dans une certaine mesure cela revient à augmenter la fréquence de découpage.
- Augmenter l'ordre du filtre, en ajoutant une cellule de filtrage : cela augmente la chute de tension pour le fondamental.
- Réduire la fréquence de résonance du filtre : celle-ci était à 400 Hz, nous la divisons par $\sqrt{2}$ en doublant la valeur du condensateur de 1,065 mF qui passe à 2,130 mF. Pour

conserver l'amortissement constant nous divisons R par $\sqrt{2}$.

Avec les modifications évoquées nous avons fini = 282,8 Hz et les résultats sont donnés par la figure 19.

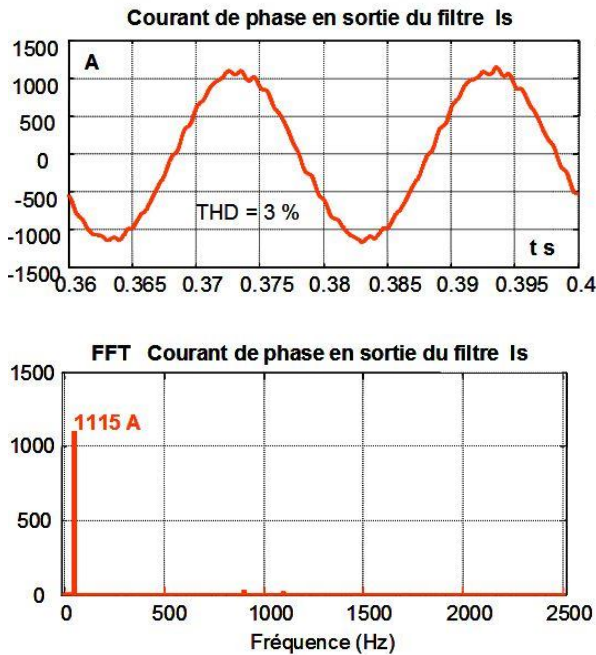


Figure 21 : Courant I_s en sortie de filtre avec $f_{ni} = 282,8$ Hz.

Ce résultat, THD = 3% n'est pas parfait, mais il est suffisamment réduit pour être accepté.

L'ajout du filtre peut engendrer une augmentation (aspect inductif) ou une chute de tension (aspects capacitifs) qu'il faut évaluer.

Aspect inductif :

Si V_0 représente la tension aux bornes du convertisseur et V_R la tension à vide aux bornes du transformateur, nous constatons que la réactance entre les sources est $X \sim 2L\omega$, ($(\omega/\omega_0)^2 \sim 0,03$). C'est cette réactance qui fixe chute de tension et angle interne.

Dans un mode de pilotage où l'on impose $I_{réact}=0$, on trouve que la chute de tension relative est $(V_R - V_0)/V_0 = 1,8\%$.

Cette différence entre V_0 et V_R étant faible, on peut envisager de l'augmenter de 2 à 3% en introduisant, par exemple, un autre filtre du deuxième ordre qui permettrait de réduire le THDu.

Aspects capacitifs : la remontée de tension à vide est donnée par :

$$\frac{V_{\text{condensateur}}}{V_{\text{interne à vide}}} = \frac{1}{1 - \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2} \approx 1,031$$

Cette remontée de tension de 3,1% est faible mais doit être prise en compte dans le dimensionnement.

7. Secours

La nécessité de secourir le réseau est une évidence dans les applications industrielles pour lesquelles de la matière est engagée dans les machines de production (ex : métallurgie). Le réseau DC est plus facile à sauvegarder que son concurrent alternatif.

Suivant la durée nécessaire de la sauvegarde, le choix des technologies est différent :

- Temps longs (supérieur à 1 mn) : on a recours à des batteries (figure 22a) pour assurer l'autonomie.

La structure présentée sur la figure 22a convient parfaitement pour les batteries ayant une caractéristique de décharge $U=f(t)$ relativement plate (batteries au plomb dans lesquelles la tension de chaque élément passe en débit de 2 V à 1,85 V).

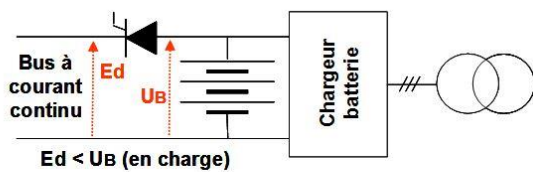
Le thyristor ne conduit qu'en cas de demande de décharge : en charge la tension pour chaque élément est légèrement supérieure à 2,2 V, Dès qu'il y a décharge la tension tombe à 2V. Donc le thyristor évite une variation trop importante de E_d .

- Temps courts (quelques dizaines de secondes) : on peut utiliser (figure 22a) des supercondensateurs ou des batteries ayant une caractéristique de décharge plus pentue (ex : Nickel/Cadmium). Un hacheur réversible en courant, disposé sur le bus, alimente la charge de la batterie. Ce hacheur est donc indépendant du réseau, quand il y a nécessité de fournir de l'énergie au bus, le courant change de sens pour réguler la tension E_d .

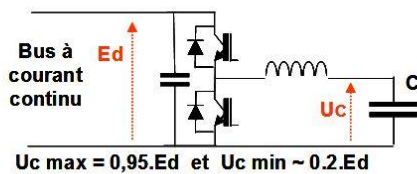
Dans le cas d'un stockage par condensateur, la décharge se fait à puissance constante. Le temps maximal de décharge est donné par la formule suivante,

$$t_{\max} = \frac{C}{2 \cdot P} \cdot (U_c^2 \max - U_c^2 \min)$$

dans laquelle $P = E_d \cdot I_d = C \cdot t_e$ est la puissance du bus à sauvegarder.



(a) – Batterie et chargeur.



(b) – Supercondensateur et hacheur réversible en courant.

Figure 22 : Schéma de principe de sauvegarde d'un bus DC

Pour garder le contrôle du hacheur et limiter le courant dans le condensateur et les IGBT en fin d'autonomie, on impose les deux contraintes suivantes :

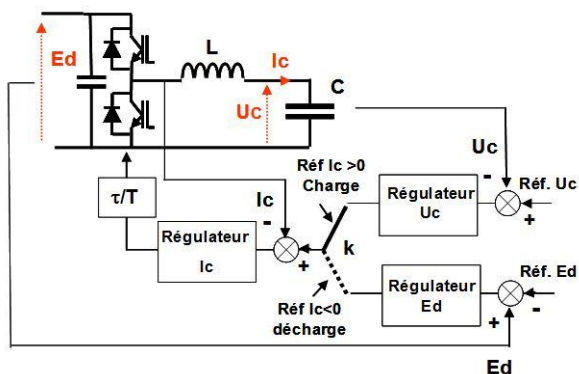
- $U_c \text{ max} = 0,95.E_d$.
- $U_c \text{ min} = 0,2 E_d$.

On en déduit donc :

$$t_{\text{max}} = \frac{C \cdot E_d^2}{P} \cdot 0,431$$

et l'expression de la capacité, $C = \frac{t_{\text{max}} \cdot P}{0,431 \cdot E_d^2}$,

A titre d'exemple, pour une puissance $P = 1\text{MW}$ avec $E_d = 1000\text{ V}$ il faut une capacité $C = 23,2\text{ F}$ (supercondensateurs) pour une autonomie de 10 s.

**Figure 23** : Contrôle du condensateur

Le contrôle du condensateur (figure 23) se fait suivant deux modes :

- la charge : la limitation de courant dépend de la disponibilité du bus. Il faut donc une liaison avec le redresseur MLI.
- la décharge : la tension E_d est régulée en secours par le hacheur de stockage. Il faut donc là aussi une liaison avec le redresseur MLI pour connaître l'état du réseau.

8. Conclusion

Dans cet article nous avons présenté les spécificités des alimentations des bus DC. Leur intérêt est indéniable tant du point de vue économique que des nécessités de sauvegarde.

Nous avons mis en évidence les points délicats du dimensionnement qui doivent permettre de palier :

- les problèmes de fluctuations de puissance réactive et de pollution harmonique sur le réseau triphasé d'alimentation,
- les problèmes d'instabilités sur le bus DC.

Ainsi que la prise en compte de la contrainte d'avoir une puissance active absorbée par les machines qui doit elle-aussi rester constante en régime stationnaire.

Etat de santé, diagnostic, durée de vie des batteries Lithium – Application à l'estimation de l'autonomie d'un véhicule électrique

Arnaud Sivert¹, Franck Betin¹, Bruno Vacossin¹, M.Bosson, Thierry Lequeu² : arnaud.sivert@u-picardie.fr

(1) U.P.J.V Université de Picardie Jules Verne, Institut Universitaire de Technologie de l'Aisne GEII, 02880 SOISSONS

(1) Laboratoire des Technologies innovantes (L.T.I), équipe Énergie Électrique et Systèmes Associés (EESA)

(2) Université François Rabelais de Tours, Institut Universitaire de Technologie, Département GEII, 37200 TOURS.

Résumé : Les véhicules électriques ont des temps de charge relativement long et des autonomies relativement faibles. Par conséquent, l'estimation de la consommation et de l'autonomie du véhicule est cruciale. Cette autonomie va dépendre de la vitesse moyenne, des vitesses de pointe, du dénivelé positif et négatif, de la température extérieure, ainsi que de l'état de santé de la batterie. Par conséquent, la jauge d'autonomie d'un véhicule n'est pas directement linéaire en fonction de la distance. Cette non linéarité provoque chez l'utilisateur une méfiance et ne lui permet pas d'avoir une totale confiance dans les véhicules électriques (vélo, scooter, voiture...). Il suffit de plus, qu'un seul élément de l'accumulateur soit défaillant pour provoquer une chute de l'autonomie voire un arrêt du véhicule. L'utilisateur doit donc connaître le diagnostic de la batterie et son état de santé pour savoir s'il peut faire le parcours désiré. Cet article présente une stratégie simple pour connaître le comportement de l'accumulateur pendant la charge et la décharge et propose une jauge rapide de chaque élément. Cet article présente la détermination de la jauge d'autonomie restante du véhicule en fonction de tous les paramètres précités. Pour savoir, si le véhicule peut faire le parcours sans recharger, une application web d'estimateur de consommation du véhicule a été réalisée et testée avec succès.

1. INTRODUCTION

Les véhicules électriques deviennent des nouveaux acteurs du transport. La jauge d'autonomie restante est problématique lors de longs trajets inhabituels pour lesquels la consommation énergétique peut aller jusqu'à 80% de la capacité de la batterie. L'utilisateur ne sait pas s'il va rester assez d'énergie ou s'il va devoir prévoir un arrêt pour recharger. Cette anxiété peut être modérée par une infrastructure de recharge en développement [1]. Cependant, la présence de ces bornes ne minimisera pas le temps de la recharge qui peut agacer l'utilisateur.

De nombreuses publications ont été faites avec des méthodes plus ou moins élaborées pour connaître l'état de santé de la batterie (SOH : state of health) et l'état de charge (SOC : state of charge) en fonction de sa technologie [2] [3] or ces données ne sont pas utilisables par un non-expert qui aimerait juste connaître la distance que le véhicule peut encore parcourir sans problème. L'autonomie va dépendre de l'utilisation, donc du parcours : des nombres d'accélération, de la vitesse de pointe, de la somme des dénivelés positifs et négatifs, du type de route (granuleuse ou lisse), de la circulation. A cela s'ajoute aussi des conditions d'utilisation des accessoires comme le chauffage, la climatisation, l'éclairage, l'autoradio ...

En conséquence, dans cet article, nous allons répondre aux questions suivantes :

- Comment peut être établi l'état de santé de la batterie ?
- Comment peut-on faire le diagnostic de l'accumulateur sans appareillage spécial ?
- Comment peut-on estimer la durée de vie et la fiabilité de la batterie ?
- Quelle stratégie de gestion peut-on adopter pour prolonger la durée de vie des batteries ?
- Quelles sont les stratégies pour connaître l'estimation de l'autonomie restante et ne pas provoquer l'anxiété de l'utilisateur ?

Evidemment, il est possible d'augmenter la capacité énergétique de la batterie au détriment du prix du véhicule (0,50 €/Wh). Sachant que la capacité de la batterie diminue dans le temps même si elle n'est pas utilisée (vieillessement calendaire), cette augmentation de capacité risque de ne pas être amortie au cours de la durée d'utilisation. Par conséquent, avoir une batterie avec une forte capacité énergétique n'est pas idéal à première vue. La solution d'échanger une batterie vide contre une batterie pleine demande une infrastructure et des investissements très importants. De plus, ce n'est pas viable pour un pays étendu avec des zones peu peuplées. Enfin, cette solution conduit à une location de la batterie. Cette stratégie commerciale de location de la batterie ne convient pas à de nombreux consommateurs notamment lorsqu'un véhicule est peu utilisé et que la charge locative reste la même.

En vue de la transition énergétique et de la demande de la minimisation des consommations d'énergie, des véhicules individuels et ultra léger ont commencés à

être commercialisés. Ces véhicules ont vu le jour dans des challenges tel que l'éco-marathon Shell.

La mobilité d'un français dans ces déplacements quotidiens est de 26 km avec un temps moyen de 54 minutes, 50% de ces déplacements sont réalisés par un conducteur seul [5]. Enfin, les 31 millions automobilistes français parcourent 11000 km en moyenne par an.

Entre 1994 et aujourd'hui, les chiffres changent peu, que ce soit pour les zones rurales ou urbaines. D'autres études sociétales montrent que les français réalisent en moyenne 8 parcours à plus de 200 km aller-retour dans l'année.

Depuis 2010, des cycles électriques monoplaces sont utilisés et testés au sein de notre université sur notre site de Soissons. Avec 200 km d'autonomie et des vitesses moyennes de 45 km/h, aujourd'hui, ces véhicules ont parcouru 20 000 km [8] [9]. Ces prototypes sont équipés de batterie de technologies différentes Lithium NMC, Lithium NCA, LiFePo₄, avec plusieurs constructeurs. En revanche, les stratégies de dimensionnement et de gestion de l'énergie sont identiques.

2. PRESENTATION DES VEHICULES ULTRA LEGER

Depuis 2010, des cycles ultra légers sont utilisés tous les jours sur la route pour tester leurs fiabilités et leurs autonomies. En effet, plus un véhicule est léger et moins il consommera d'énergie. La vitesse de pointe permet aux tricycles carénés d'atteindre avec l'électrification 80 km/h sur le plat.



Fig 1. Différentes réalisations de cycles électriques motorisés entièrement carénées (de 50 kg à 85 kg) [8, 9, 10].

L'accumulateur fournit une tension de 72 V avec une capacité énergétique de 20 Ah et une limitation du courant de la batterie à 40 A, soit 2C (2 fois la capacité énergétique). La puissance de la motorisation est de 2880 W. Notre site dispose aussi de vélos classiques à

assistance électrique qui ont été réalisés pour présenter les mêmes performances.

Ces dernières années, les éléments LiFePo₄ sont devenus prépondérants car ils offrent un bon compromis entre le prix, la capacité énergétique massique et volumique et la sécurité d'utilisation.

Les batteries et les chargeurs de ces prototypes ont été réalisés aux laboratoires. Les chargeurs avec équilibreur intégré disposent de courants paramétrables de 1C à 0,1C. Toutes les courbes de tension de chaque élément sont visualisables et enregistrables en charge et en décharge. Lors de la charge, la mesure de la résistance interne de chaque élément peut se faire toutes les minutes.

Des bancs de décharge ont aussi été réalisés pour pouvoir faire des tests sur les accumulateurs dans des enceintes thermiques, comme le montre la figure suivante.

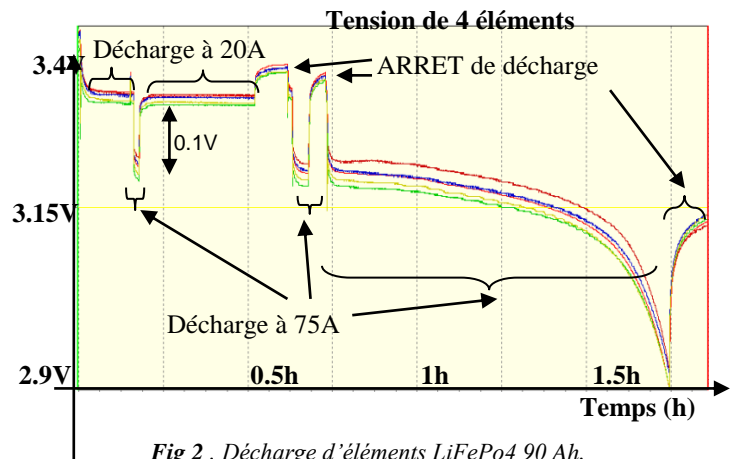


Fig 2. Décharge d'éléments LiFePo₄ 90 Ah.

Or, le véhicule est un banc de test à part entière avec une instrumentation embarquée.

Il suffit qu'un élément de l'accumulateur ne fonctionne pas bien, (résistance d'autodécharge, résistance interne ou capacité énergétique faible par rapport aux autres éléments, échauffement d'un élément) pour que le module électronique de surveillance de la batterie « Battery Management System » (BMS) décide d'arrêter la décharge (et donc la motorisation du véhicule !). En effet, une augmentation de la résistance interne d'un élément va provoquer une chute de tension en dessous du seuil critique (cut off voltage) et le BMS va arrêter la décharge bien avant que tous les autres éléments soient complètement déchargés. Pour éviter cette situation, il est important de diagnostiquer l'état de santé de chaque élément de batterie en temps réel.

Le taux de fiabilité va dépendre du nombre d'éléments utilisés dans l'accumulateur comme nous allons le démontrer dans le paragraphe suivant.

3. MISE EN SERIE ET PARALLELE D'ELEMENTS

La mise en série des cellules permet d'obtenir plus d'énergie embarquée en additionnant les tensions des éléments et permet d'obtenir la tension désirée au niveau du variateur. En revanche, la mise en parallèle de cellules de batterie permet d'avoir une intensité disponible plus importante, avec un courant de décharge par élément acceptable. L'assemblage en parallèle permet la réduction de l'impédance équivalente en prenant en compte le nombre de branches en parallèle, comparée au cumul des effets résistifs dans l'assemblage en série. Le courant max que pourra sortir l'élément est donné par l'équation suivante (0)

$$I_{max} = \frac{V_{ocv} - V_{cut}}{R_{esist1element}} \cdot \text{nombr element parallele} \quad (0)$$

Avec V_{ocv} tension à vide d'un élément, V_{cut} tension de coupure du BMS.

Cette équation est aussi valable pour tout l'accumulateur est indépendante du nombre d'élément en série.

Mais, il y a de légères différences des résistances internes des cellules de la batterie, des déséquilibres de charge et de décharge peuvent apparaître, d'où la nécessité de rééquilibrer les cellules à chaque charge.

Nous allons prendre plusieurs étapes avec 2 éléments en parallèle qui ont des FEC E_x et des résistances internes R_x avec 2 exemples de courant de décharges de 10A

$$I_{decharge} = I_1 + I_2 = \frac{E_1 - V}{R_1} + \frac{E_2 - V}{R_2}$$

avec V tension des 2 éléments en parallèle.

Exemple en décharge I=10A

Etape 1 : les $E_1=E_2=3.3$ et $R_1=R_2=1m\Omega$, alors $V=3.295V$ et $I_1=I_2=I/2$ chaque élément fournit une partie du courant.

Etape 2 : avec $E_1=E_2$ mais $R_1=5.R_2=5m\Omega$ alors $V=3.292V$ $I_1=1.667A$ et $I_2=8.33A$

Etant donné que l'élément 2 fournit plus de courant, sa FEC va diminuer plus rapidement que l'élément 1.

Etape 3 : toujours avec avec $R_1=5.R_2=5m\Omega$ $E_1=3.3V$ $E_2=3.295V$ alors $V=3.283V$ $I_1=2.5A$ et $I_2=7.5A$
L'élément 2 se décharge toujours plus que l'élément 1.

Etape 4 : toujours avec $R_1=5.R_2=5m\Omega$ avec $E_1=3.3V$ $E_2=3.28V$ alors $V=3.275V$ $I_1=5A$ et $I_2=5A$,
Les 2 éléments fournissent le même courant.

Etape 5 : toujours avec $R_1=5.R_2=5m\Omega$ avec $E_1=3.3V$ $E_2=3.265V$ alors $V=3.263V$ $I_1=7.5A$ et $I_2=2.5A$,

l'élément 1 va fournir plus de courant que l'élément 2 et sa tension va diminuer.

En conclusion : lorsque plusieurs éléments sont en parallèle et qu'ils ne sont pas appairés au niveau de leur résistance interne alors dans ce cas le taux de décharge va dépendre des écarts entre ces 2 éléments. Etant donné que les éléments sont assemblés par des barrettes métalliques soudés, il n'est pas possible de vérifier le débit de courant de chaque élément en parallèle et de savoir si un élément a un problème.

4. TAUX DE FIABILITE D'UN ACCUMULATEUR

Lorsqu'il y a plusieurs cellules en parallèle il est donc difficile de déterminer la cellule défaillante. En effet, seul la tension commune du chaque pack de cellule en parallèle est mesurée. Par conséquent, le pack de cellule en parallèle sera considéré défaillant, même si une seule cellule est défaillante.

Le taux moyen de défaillances de l'accumulateur λ ($\lambda=1/MTBF$ avec MTBF le taux moyen entre panne Mean Time Between Failures) correspondra à l'équation (1), avec n le nombre de cellules **qu'elles soient en parallèle ou en série.**

$$\lambda_{accumulateur} (\text{défaillance par heure}) = n \times \lambda_{cellule} \quad (1)$$

Donc, la probabilité de ne pas avoir de panne de l'accumulateur correspondra à l'équation suivante :

$$R_n (\text{temps}) = e^{-\lambda_{cellule} \cdot n \cdot \text{temps}} = R_{cellule}^n \quad (2)$$

Prenons par exemple une cellule de batterie de MTBF de 11000 heures, avec un cycle de charge et de décharge par jour. S'il y a 20 éléments le MTBF de l'accumulateur passe à 550 heures. La probabilité de ne pas avoir de dysfonctionnement de l'accumulateur au bout de 360 heures est de 52% et au bout de 720h est de 27%.

En conclusion, plus le nombre de cellules sera élevé et plus la fiabilité de l'accumulateur diminue. De plus, remplacer une cellule usagée par une cellule neuve dans un accumulateur qui a déjà un certain nombre de cycle provoquera des problèmes d'équilibrage.

Une solution consiste à appairer les cellules de la batterie mais cela demande du temps et un savoir-faire. La qualité de fabrication des batteries est ainsi cruciale et un bon fonctionnement requière des cellules avec des caractéristiques les plus proches possibles.

Dans l'estimation de la fiabilité d'un accumulateur, le BMS actif ou passif doit être pris en compte ce qui diminue encore la valeur de la fiabilité. La maintenance

de la batterie demande ainsi d'avoir un accès facile et d'avoir un démontage aisé de chaque élément.

Enfin, en dehors de la fiabilité, d'autres paramètres contribuent à une diminution de la durée de vie de la batterie. **Quelles sont ces paramètres qui provoquent une diminution de l'état de santé d'une batterie lithium ?**

5. ETAT DE SANTE ET CAPACITE ENERGETIQUE DE LA BATTERIE

La capacité énergétique d'une batterie est donnée par son constructeur. La figure 3 montre la variation de la capacité énergétique en fonction de la température, sachant que la tension de cut off pour le LiFePo4 est de 2,50V.

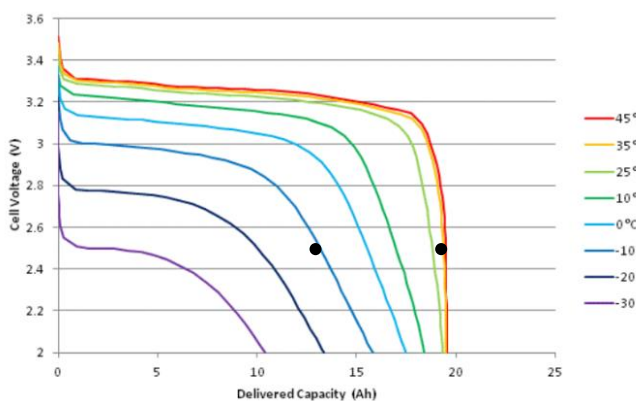


Fig 3. Tension en fonction de la capacité énergétique et de la température – LiFePo4 Q=20 Ah déchargée à 1C
A 45°C Q = 19.5Ah – A -10°C Q = 13 Ah [6]

Sur la figure précédente, la chute de tension est surtout provoquée par la résistance interne de la batterie qui augmente pour les températures basses inférieures à 10°C. La capacité énergétique de la batterie en fonction de la température correspond à l'équation suivante (3) :

$$Q(A.H) = Q_{45^{\circ}C} + (Q_{0^{\circ}C} - Q_{45^{\circ}C}) \cdot e^{\frac{-T}{\tau T}} = 19.5 + (16 - 19.5) \cdot e^{\frac{-T}{18}}$$

Les mécanismes de vieillissement se produisent lors de l'usage de l'accumulateur (vieillessement en cyclage) mais également pendant les phases de repos.

La profondeur de décharge entre 0 et 80% (DOD : Depth Of Discharge) n'a que très peu d'influence sur l'état de charge ou de la santé d'une batterie lithium [3] [4].

Par contre, si on continue de décharger au-delà de 100% (erreur de « cut off » du BMS), les éléments se mettent en court-circuit 0V de façon irréversible avec une résistance interne faible. De plus, dans cet état, les éléments « pouch » gonflent. D'ailleurs, des capteurs de pression peuvent diagnostiquer ce genre de problème au niveau d'un accumulateur.

Les statistiques montrent que les véhicules passent plus de 90% de leur vie dans un parking ce qui prouve

l'intérêt d'étudier le mode de vieillissement calendaire qui n'est pas négligeable. D'ailleurs, on peut voir sur la figure suivante, la perte de la capacité énergétique en fonction du nombre de cycles (Ah) et du taux de décharge. Cette courbe montre bien le vieillissement provoqué par le cycle de charge et de décharge et par l'effet calendaire.

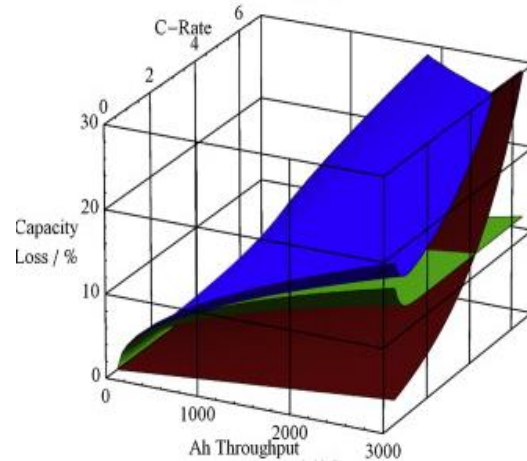


Fig 4. Modèle du cycle de vie en fonction de la décharge (Ah) à 20°C – Valable pour LiMn 1,5Ah 2000 cycles [4]
Perte de la capacité énergétique totale en bleu, perte calendaire en vert, perte cycle de décharge en brun.

Cette perte de capacité est provoquée en partie par une augmentation de la résistance interne de la batterie (ESR : Equivalent Series Resistance) qui dépend de la température mais aussi de la profondeur de décharge comme on peut le voir sur la figure suivante en mode sain.

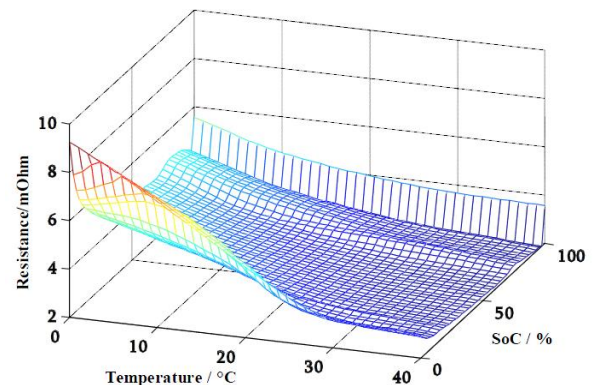


Fig 5. Résistance interne lors de la décharge de la batterie en fonction de la température et de la profondeur de décharge – Élément A123 LiFePo4 dans un état sain [13].

C'est seulement à des températures supérieures à 45°C, que l'augmentation de l'impédance de la batterie due à l'effet calendaire énergétique est perceptible et cela notamment si l'état de charge reste élevé. Ainsi, le vieillissement calendaire reste relativement faible en France.

L'augmentation de l'impédance est la cause essentielle des mécanismes de dégradation pour les batteries lithium. L'effet du vieillissement est surtout observé dans la gamme [0,1Hz, 1Hz] sur la partie réelle de

l'impédance interne [3]. **Mais comment peut-on évaluer l'état de santé d'une batterie lithium ?**

6. METHODE DE MESURE DE L'ETAT DE SANTE

L'état de santé d'une batterie correspond à la capacité énergétique ainsi qu'au courant qu'elle peut fournir sans s'échauffer : cet état de santé correspond donc à une résistance interne très faible. Sur un véhicule, il faut que l'état de santé et l'état de charge soit connu avec une précision de l'ordre de 1% pour rassurer l'utilisateur.

Plusieurs méthodes existent pour le SOH :

- La méthode par intégration de la puissance [11] : il s'agit d'un comptage du nombre de Watt-heures entrants et sortants avec une remise à zéro après chaque recharge complète. Cette méthode ne permet pas la détermination des variations relatives de l'état de charge en fonction de la température, ni la détermination de l'autodécharge et ni la connaissance de l'état de santé à un moment donné.

- Les méthodes directes basées sur des mesures de la tension et de la résistance interne par impulsions de charge et de décharge [15] ou de l'impédance dynamique par spectroscopie. Pour les LiFePo4, la variation de la tension est très faible en fonction de la profondeur de la décharge entre 10% et 80% (figure 3). Il n'est donc pas possible de connaître précisément la profondeur de la décharge en mesurant la tension à vide ou en charge. En revanche, la méthode d'estimation de la résistance interne est souvent utilisée.

- Des méthodes adaptatives par Filtre de Kalman sont aussi utilisées : il s'agit d'une structure d'observateurs dont la correction est effectuée de manière optimale et utilisée pour ajuster la variable SOC.

- Méthode par la mesure du temps de charge à courant constant (CC charge) puis en tension constante (CV charge) [3]. Ces temps dépendent évidemment de la résistance interne de la batterie et de la température. Mais pour cela, il faut avoir le modèle de la variation de la résistance interne de la batterie en charge qui devra être validé pour plusieurs types de courant de charge (lente, rapide) et cela en fonction de la température.

Il y a des composants qui sont dédiés à connaître le SOC « battery fuel gauge », DS2762 « Coulomb counter A.H », MAX1781 « Programmable fuel gauge », le circuit bq27500 « mesure de la résistance ». Sur la figure 6, on peut observer le temps de charge (CC et CV) d'un accumulateur en mode sain.

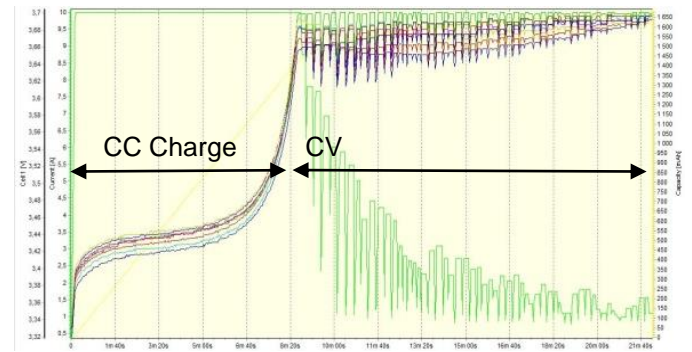


Fig 6. Charge d'éléments A123 20Ah à 0,5C dans un état sain à 20 °C, avec la mesure de toutes les tensions de chaque élément en fonction du temps [10].

On peut donc observer sur la figure précédente que toutes les cellules ne sont pas appariées de là l'utilité de rééquilibrer à chaque charge toutes les cellules.

Pour un véhicule électrique de type vélo, la méthode d'intégration du courant ou de la puissance est très facile à mettre en œuvre pour connaître la consommation en W.h et l'état de santé de la batterie. Donc après une recharge complète, on peut décharger à 100% donc jusqu'à la tension de « cut off » d'un élément de l'accumulateur et finir le parcours en pédalant. Il faut alors vérifier qu'il n'y a pas de différences importantes avec les autres tensions des éléments de l'accumulateur et connaître la capacité énergétique de l'accumulateur donc son état de santé pour une certaine valeur de température moyenne de la batterie.

La perte de la capacité énergétique de l'accumulateur ΔE en W.H correspondra à l'équation suivante (4) avec l'énergie E_n correspondant à la capacité énergétique en état sain et la résistance interne de l'accumulateur en fonction de la température.

$$\Delta E_{perte}(T) = E_n(T) - \text{mesure}100\%(W.h) + \int R_{decharg e(T)} \cdot I_{dech}^2 \cdot dt$$

Mais quelle est la valeur de la résistance interne des éléments d'un accumulateur ?

Modèle électrique d'un élément de batterie

L'élément électrochimique peut être modélisé simplement par le modèle électrique suivant :

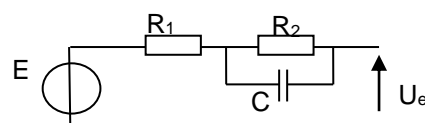


Fig 7. Modèle électrique d'un élément de batterie

Lors d'une impulsion de courant de décharge la tension de l'élément correspondra à l'équation suivante :

$$U_e(t) = E - R_1 \cdot I - R_2 \cdot I \cdot (1 - e^{-\frac{t}{R_2 \cdot C}})$$

La force électrochimique et les valeurs de résistances dépendent de la température et la profondeur de décharge. D'où l'importance de la figure 3 qui est donné par le constructeur. Par contre, les résistances internes en mode sain en fonction de la température sont rarement fournies. Mais cette R1 peut être déterminée lors de la mise en courant de décharge et R1+R2 lors de l'arrêt de la décharge. R1 et R2 peut être déterminé aussi à partir de la figure 3.

L'identification de l'impédance des éléments est donc très facile à déterminer mais il faut une mesure de la tension au mV et une mesure du courant aux dixièmes prés, donc des convertisseurs analogiques numériques précis. La constante de temps est de quelques minutes. Dans le cas le plus défavorable, donc pour un courant de décharge continue, la somme des 2 résistances provoquent l'échauffement et la chute de tension.

La courbe de R1+R2 pour les A123 en fonction de la température correspond à la courbe suivante :

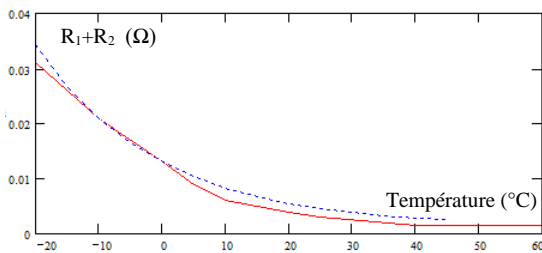


Fig 8. Courbe de la résistance interne d'un élément A123 20A.H en fonction de la température

La valeur de la résistance interne d'un élément A123 20A.H à l'état sain en fonction de la température correspond à l'équation suivante (5):

$$R_{decharge}(T) = R_{45^{\circ}C} + (R_{0^{\circ}C} - R_{45^{\circ}C}) \cdot e^{-\frac{T}{\tau}} = 0.0015 + 0.01 \cdot e^{-\frac{T}{18}}$$

A partir de cette résistante, l'état de santé peut être estimé et quantifié.

6.2 Quantification et estimation de l'état de santé

Lors de cette décharge avec le cutt off du BMS, l'état de santé de batterie relative (%) peut être remis à zéro de la batterie par rapport à la température mesurée et peut être déterminé par l'équation suivante :

$$SOH(\%) = \frac{E_n(T) - \Delta E_n(T)}{E_n(T)} \quad (6)$$

Puis, l'état de charge relative peut être déterminée par l'équation suivante :

$$SOC(\%) = \frac{E_n(T) - \Delta E_n(T) - \text{energie dépensée}}{E_n(T) - \Delta E_n(T)} \quad (7)$$

Après une décharge avec cutt off du BMS, lors de la charge il est aussi possible de connaître l'état de santé de la batterie avec la même méthode précédente, avec une meilleure précision car le courant de charge est relativement faible (0.25C à 1C) (8).

$$SOH(W.H) = \text{measure charge}(W.H) - \int R_{charge}(T,t) \cdot I_{ch}(t)^2 \cdot dt$$

Exemple : Après une décharge jusque 2.5V des éléments à 25°C, pour un accumulateur de 21 éléments A123 (1344W.H nominale), en charge à 6A, la mesure de la charge est de 1353W.H, la température passe rapidement à 27°C, la résistance de charge est de 4 mΩ pratiquement constante en fonction du DOD.

Le chargeur fait la mesure de la résistance interne toutes les 2 minutes ainsi que l'intégration de la puissance à la batterie et l'intégration des pertes dans la résistance de l'accumulateur tous les 0.2s. La valeur du SOH de la batterie correspond environ à l'équation suivante :

$$SOH = 1353 - \int_0^{3.25} 21 \cdot 4 \cdot 10^{-3} \cdot 6^2 dt = 1344 W.H \text{ à } 27^{\circ}C$$

Toujours après un arrêt de décharge à 100% à 10°C, lors d'une charge à 10°C, toujours à 6A, la mesure de la charge est de 1120W.H, l'augmentation de la température est de 14°C, la résistance de charge est d'environ 6 mΩ

$$SOH = 1120 - \int_0^{2.66} 21 \cdot 6 \cdot 10^{-3} \cdot 6^2 dt = 1106 W.H \text{ à } 10^{\circ}C$$

Le SOH doit toujours être réestimé en fonction de l'utilisation de la température de la batterie à partir de l'équation (3).

La résistance interne lors de la charge est plus élevée par rapport à la résistance lors de la décharge. Par conséquent pour une charge à 1C, la température atteinte par la batterie est plus importante que lors de la décharge [9, 13]. C'est pourquoi le taux de charge maximale préconisé par le constructeur est de seulement 1C pour une durée de vie optimale.

Connaître l'état de santé de l'accumulateur d'une voiture électrique est plus problématique car elle ne peut plus rouler après une décharge de 100%. Mais après avoir fait un long parcours il est possible de finir de décharger la batterie à 100% chez soi, avec le chauffage (environ 5 kW pour une voiture), puis de recharger l'accumulateur pour connaître la capacité énergétique de la batterie.

Mais quelle est la tolérance admissible entre les cellules ?

7. TOLERANCE ADMISSIBLE ENTRE LES CELLULES D'UNE BATTERIE

Pour nos cycles électriques, la durée de vie des batteries consiste à trouver la limite pour laquelle la baisse de performances est considérée comme intolérable.

Généralement, une perte de 25% de la capacité énergétique nominale est une bonne limite. Une augmentation de la résistance interne qui provoque une chute de tension de 7,3% à 3C peut être un autre critère. Enfin, un échauffement au-delà d'une valeur critique lors d'un cycle normal d'utilisation est aussi un bon indicateur de défaillances. Cette valeur critique de température de l'accumulateur est préconisée par le constructeur afin de préserver les isolants utilisés.

Par exemple, pour une cellule A123 20Ah, la température maximale d'utilisation est de 60°C avec une résistance thermique de 3°C/W (avec 1mm d'espace entre les éléments) et une capacité thermique de 800 J/°C et un coefficient d'entropie $dE(SOC)/dT$ qui varie de -2mV/°C à 2mV/°C [6, 13] en fonction de la capacité énergétique. La température est mesurée sur l'électrode positive où la chaleur est la plus importante que pour le reste de la batterie. En effet le terminal positif est fait d'aluminium qui possède une résistivité plus importante que celle du cuivre. L'évolution de la température de la batterie correspond à l'équation simplifiée suivante :

$$(T - T_{amb}) (°C) = P(W) \cdot R_{TH} \cdot (1 - e^{-\frac{t}{R_{TH} \cdot C_{TH}}}) \quad (9)$$

La puissance perdue dans l'élément de la batterie correspond à l'équation suivante avec $R(\Omega)$ correspondant à la résistance interne d'un élément et $I(A)$ à son intensité.

$$P(W) = R(T, SOC) \cdot I^2 + I \cdot T \cdot \frac{dE(SOC)}{dT} \quad (10)$$

Exemple : pour une décharge à 2C, donc à 40A, en continu avec une température ambiante de 20°C et une résistance de 2 mΩ, la cellule aura une puissance à dissiper de 3,2 W. Par conséquent, l'augmentation de température sera de 6,4°C ce qui n'est pas un problème pour la cellule.

En revanche, si la résistance interne passe à 12 mΩ à cause du vieillissement, alors la puissance à dissiper atteint 19,2W et l'augmentation de la température est de 38,4°C soit 58,4°C aux bornes des électrodes. Cette

température est critique et le BMS arrêtera le fonctionnement du véhicule s'il n'y a pas une ventilation forcée de la batterie.

Sur la figure suivante, on peut observer l'évolution des pertes thermiques d'un élément en fonction de la profondeur de décharge et du temps.

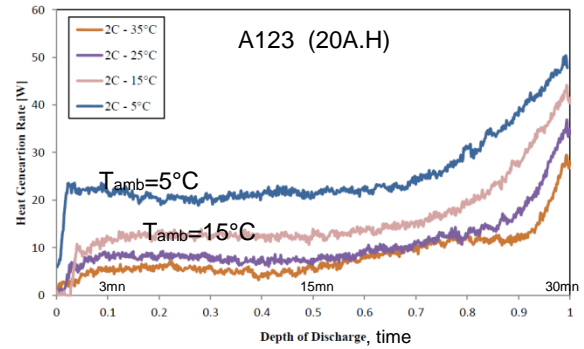


Fig 9. Perte en chaleur pour différentes températures ambiantes pour un courant de décharge 2C en fonction de DOD ou du temps.

D'ailleurs, l'incrémentation de la température sera plus grande à 5°C qu'à 35°C car la résistance interne sera plus importante. Sur la figure suivante, on peut observer l'incrémentation pour un taux de décharge important de 4C. A 5°C ambiante, la température de la batterie atteindra une température de fonctionnement optimale autour de 20°C.

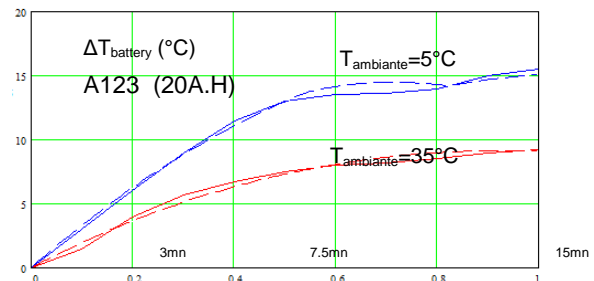


Fig 10. Incrémentation de chaleur pour un courant de décharge 4C en fonction du DOD et du temps en mode sain, mesure en trait pointillé et modélisé en trait continu.

La perte énergétique provoquée par la résistance interne de la batterie pour une décharge de 100% correspond à l'équation suivante :

$$W_{perte} (W.H) = \int_0^{100\%} R(SOC, T) \cdot I^2 \cdot dt \quad (11)$$

À une température ambiante de 20°C, pour une cellule A123 de 60 Wh, en mode sain avec une résistance de 2 mΩ, l'énergie perdue est de 0,8 Wh à 1C et de 1,6 Wh à 2C, soit 2.6% de la capacité nominale.

En mode dégradé, avec une résistance de 12 mΩ, l'énergie perdue est de 4,8 Wh à 1C et de 9,6 Wh à 2C soit 16% de la capacité nominale.

Une différence de résistance interne provoque un temps plus de long de la recharge à tension constante à cause de l'équilibrage de chaque élément.

8. ÉQUILIBRAGE DE LA CHARGE ET DE LA CAPACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Si toutes les tensions électrochimiques (OCV : Open Circuit Voltage) sont identiques, alors le temps de rééquilibrage à chaque cycle dépendra seulement de la différence entre la résistance interne de la plus grande d'une cellule par rapport à la plus faible, appelé ΔR . Ce temps de rééquilibrage de charge dépend la puissance lors de la charge lors de l'équilibrage et correspond à l'équation suivante :

$$t(H) = \frac{\Delta E_{\text{equilibre}}(W.h)}{\text{puissance}_{\text{charge}} e_{-1_cell}} \quad (12)$$

La différence d'équilibrage correspondra à la différence des pertes d'énergies dans les résistances :

$$\Delta E_{\text{equilibre}} = \int \Delta R_{\text{decharge}} e \cdot I_{\text{dech}}^2 \cdot dt + \int \Delta R_{\text{charge}} e \cdot I_{\text{ch}}^2 \cdot dt$$

Dans le cas le plus défavorable, avec une décharge à 2C et une charge à 1C, avec une décharge à 100%, l'équation du déséquilibre correspond à l'équation précédente avec la capacité énergétique Q en Ah et l'intensité de charge à 1C.

$$\Delta E_{\text{equilibre}} = (\Delta R_{\text{decharge}} e \cdot I \cdot 2 + \Delta R_{\text{charge}} e \cdot I) \cdot Q \quad (14)$$

Dans le cas de la batterie A123 20Ah, une intensité de 20A et avec un écart de $1m\Omega$ entre la résistance de décharge et de la charge, la différence d'énergie sera de 2Wh. Avec une puissance de 1,65W pour l'équilibrage pour une cellule, il faudra 1,2 h pour faire le rééquilibrage.

L'équilibrage passif à faible puissance, en déchargeant les cellules les plus chargées avec des résistances, est une solution peu onéreuse à mettre en œuvre. Ce type d'équilibrage peut être observé sur la figure 6.

Par contre un rééquilibrage actif peut être plus rapide, mais ce système est plus complexe donc plus cher.

Si le rééquilibrage ne se fait pas, alors l'écart de la capacité énergétique augmente entre les cellules qui ont la résistance interne la plus faible et celles qui ont la résistance interne la plus forte. L'utilisateur du véhicule doit être prévenu du fait que si le rééquilibrage soit complet ou pas.

L'instrumentation du véhicule électrique indique à l'utilisateur : la consommation en Wh, le % de l'énergie restante, la température des éléments de batteries, les Wh par km... Nos instrumentations [11] ont une erreur sur la mesure de puissance de 0,12% et une erreur sur celle de l'énergie de 0,5Wh (pour un accumulateur de 72V, 20Ah 1440Wh).

En dehors de la connaissance de l'état de santé de la batterie, de l'énergie consommée depuis cette batterie en temps réelle, ce qui intéresse l'utilisateur d'un véhicule électrique, est concrètement, le nombre de kilomètres qu'il peut faire avec l'énergie restante en prenant en compte éventuellement une réserve de sécurité de quelques % afin de ne pas avoir l'inquiétude de tomber en panne ...

Dans tous les cas, la distance parcourue va dépendre de la consommation du véhicule et du trajet à effectuer. C'est pourquoi un estimateur de consommation en fonction de la somme du dénivelé et de la vitesse moyenne a été développé ...

9. ESTIMATION DE CONSOMMATION SUR UN PARCOURS

Depuis 2012, une application ebikemaps.com [12] a été développée. Cette application a subi de nombreuses améliorations au cours du temps pour estimer la consommation du véhicule sur un parcours. En effet, il est possible de tracer son parcours sur « Google Maps est de connaître le dénivelé positif et la consommation pour ce parcours. Pour cela, le véhicule doit être modélisé avec le coefficient d'aérodynamisme, le coefficient de roulement, et le rendement de la motorisation en fonction de la puissance résistive. La puissance absorbée du véhicule correspond à l'équation (9).

$$P_{\text{abs}}(W) = \left[k_{\text{Aero}} \cdot \text{Vit}^3 + (k_{\text{roul}} + k_{\text{pente}}) \cdot \text{Vit}(km/h) \right] / \eta(\text{Presistive})$$

Sur un parcours donné, la consommation énergétique en fonction du cycle motorisé peut être estimée approximativement par l'équation suivante (10) :

$$E(W.h) = (P_{\text{motor}}(V_{\text{moy}}) - P_{\text{humain}}) \cdot \frac{(\text{distance} - D^-)}{V_{\text{moy}}(km/h)} + \frac{M \cdot g \cdot D^+}{3,6}$$

avec la vitesse moyenne en km/h, D+, D- les dénivelés positifs, négatifs et la distance en km.

Donc à partir de l'équation une estimation de la consommation de l'énergie de la batterie peut être réalisée, comme on peut l'observer sur la figure suivante avec sa jauge de batterie en fonction du parcours et de la vitesse moyenne.



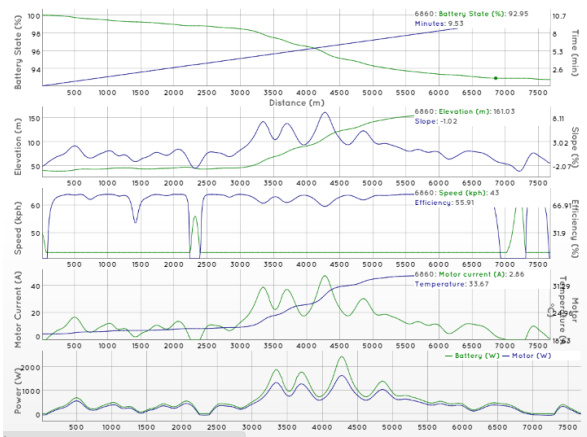


Fig 11. Estimation de la consommation énergétique en fonction d'un parcours et d'une vitesse moyenne fixée pour un tricycle caréné. La puissance résistive et la température du moteur sont aussi estimées. [8]

Sur la figure suivante, on peut observer les mesures de la consommation, de la puissance sur le parcours précédents, ce qui permet de confirmer l'estimateur.

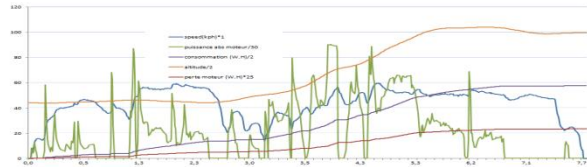


Fig 12. Enregistrements de la vitesse (bleu), de la puissance (vert), de l'énergie (violet), de l'altitude, de la somme du dénivelé positif et de la température moteur.

La précision de l'estimation est d'environ 5% sur des parcours allant de 20 km à 200 km. 50% de la consommation dépend du dénivelé positif avec des véhicules qui ont une masse faible de l'ordre de 140 kg avec le cycliste. L'estimateur ne prend pas en compte le freinage régénératif électrique, la granulométrie de la route, le vent et la consommation due aux accélérations.

On peut remarquer sur la figure précédente, que la puissance est fortement hachée car il y a de nombreuses accélérations sur un parcours, alors que l'estimateur filtre ces demandes en énergie.

Certaines jauge sur un véhicule électrique indique la distance restante à parcourir en km.

Cette estimation est déterminée par l'équation suivante (11) avec la capacité restante de la batterie et la consommation moyenne sur une certaine distance (ici 10 km).

$$Distance(km) = \frac{capacité_{restante}(W.H)}{consommation_{moyenne}(W.H) / 10km}$$

Naturellement, la distance estimée restante sera faussée si après un dénivelé faible une montée conséquente se présente. La consommation moyenne sur nos vélos peut ainsi passer de 5 Wh/km à 10 Wh/km sur certains parcours pour une vitesse moyenne identique en fonction du profil du parcours.

10. ESTIMATION DE LA DUREE DE VIE DE LA BATTERIE

Pour les batteries A123 20Ah à 25°C, le vieillissement provoquant une perte de moins de 3 % de la capacité énergétique est de 15 ans, comme on peut l'observer sur la figure suivante.

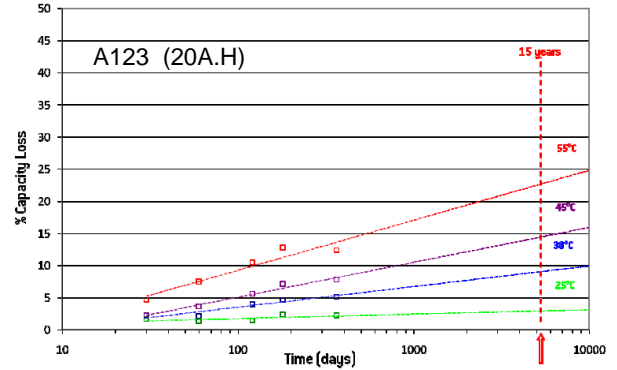


Fig 13. Vieillesse calendaire des éléments LiFePo4 A123 avec 50% d'énergie stockés [6].

Sur la figure suivante, le nombre de cycle à 25°C est de 5200 cycles (102600Ah) pour une perte de 20% de la capacité énergétique par rapport à la capacité initiale.

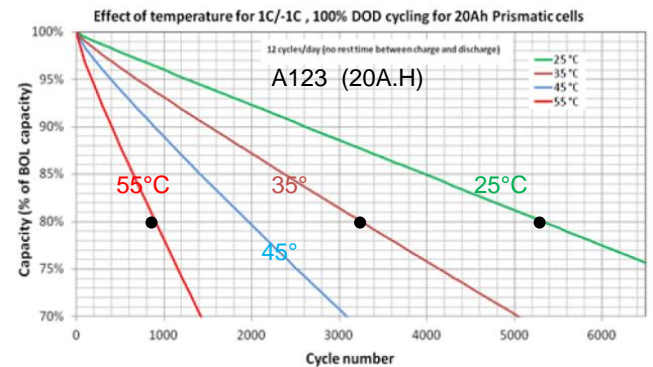


Fig 14. Perte de la capacité énergétique à différentes températures avec 100% de DOD [6].

Etant donné que les vélos consomment environ 1200 Ah pour 10000 km, la durée de vie estimée de la batterie serait de 850 000 km avec un courant de décharge de 2C, une température de 25°C et un taux de décharge de 100%. En générale, 90% des cycles ont des décharges peu profondes inférieures à 40%. Mais les constructeurs donnent rarement l'équation ou la courbe du nombre de cycle de vie en fonction du DOD comme on peut l'observer sur la figure suivante [14].

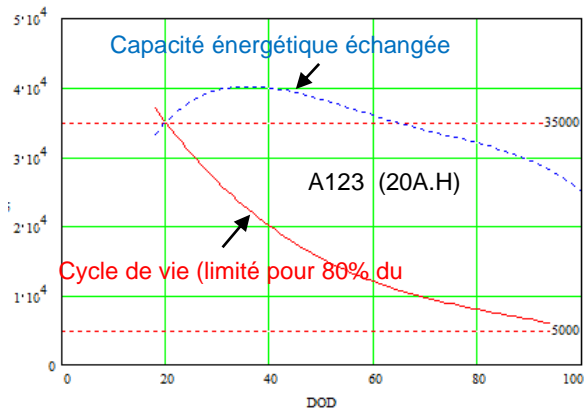


Fig 15. Evolution du nombre de cycle et de la consommation échangée en Ah en fonction du DOD à 25°C.

Sur la figure précédente, on peut observer la capacité énergétique échangée en Ah en fonction de DOD. Sur la figure précédente, il y a une optimisation de l'échange de la capacité énergétique à 37 % du DOD.

Les constructeurs ne donnent pas l'évolution de la résistance interne en fonction du vieillissement. C'est la résistance de diffusion sur la borne + qui augmente fortement en fonction du vieillissement [16]. Mais **Peut-on utiliser un élément lithium à 0V dans un accumulateur ? Quelle sera la résistance interne et son échauffement ?**

11. ELEMENT A 0V ET STABILITE THERMIQUE

Suite à une profondeur de décharge trop importante ou au vieillissement, l'élément passe à 0V. **Peut-on forcer le BMS sans crainte ?**

En effet avec un BMS, ce n'est pas possible d'utiliser l'accumulateur car il n'est plus possible de charger et de décharger la batterie avec un élément à 0V.

La encore l'échauffement principal est sur la borne positive en aluminium.

En charge 10A, entre 15°C et 24°C sa résistance est de 0.08 Ω , puis la température passe à 34°C avec une résistance de 0.095 Ω , donc la résistance interne augmente très légèrement en fonction de la température comme on peut l'observer sur la figure suivante, mais il n'y a pas de divergence thermique.

En décharge à 10A, l'élément devient récepteur. La résistance interne de l'élément diminue en fonction de la température. La température de l'élément en défaut atteint 31°C.

Etant donné que la résistance diminue lorsque la température augmente alors pour un même courant, la puissance perdue qui provoque l'échauffement diminue. Par conséquent, il n'y a pas de divergence thermique. Mais, cela provoque une chute de tension non négligeable aux bornes de cet élément, donc sur l'accumulateur.

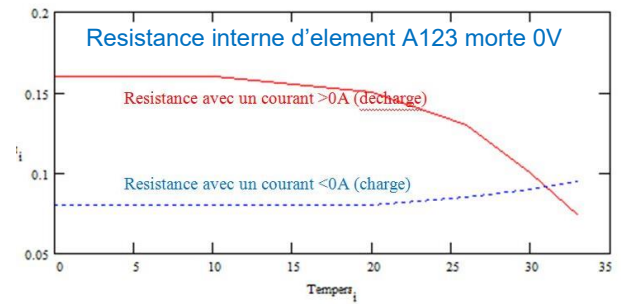


Fig 16. Evolution de la résistance interne d'une cellule morte.

Par conséquent, une batterie lipofer à 0V n'a pas une résistance interne négligeable. Nous n'avons pas assez d'élément mort pour faire une généralisation sur un élément à 0V. Mais dans le cas, présent, il serait possible de forcer le BMS sans destruction de l'accumulateur. Puis, il vaudra mieux changer l'élément en défaut ou le court-circuiter, surtout si les courants sont importants.

12. CONCLUSIONS

Cet article a permis d'établir que l'on pouvait connaître simplement l'état de santé de chaque élément d'une batterie installée sur un véhicule électrique. L'augmentation de la résistance interne du au vieillissement provoque une chute de la capacité énergétique et aussi un échauffement préjudiciable à la batterie. La durée de vie, quant-à-elle, dépend du taux de décharge. Par conséquent, pour une certaine puissance, il est préférable d'augmenter la tension de l'accumulateur pour ne pas dépasser un taux de décharge de 2C. Cette augmentation de la tension demande un nombre d'éléments plus importants au détriment de la fiabilité. Pour minimiser le taux de décharge, l'utilisation de super capacités est une solution [7] mais qui reste cependant encore onéreuse aujourd'hui. La connaissance du vieillissement de la batterie en fonction de l'utilisation permet d'estimer sa durée de vie pour une étude marketing [3]. L'étude du nombre de cycles possibles pour un accumulateur demande de faire des études relativement longues. Ces données sont peu fournies par les constructeurs. Il en est de même pour la fiabilité de la cellule. Dans tous les cas l'autonomie va dépendre surtout de la consommation du véhicule.

Pour toutes ces raisons, un estimateur de consommation est obligatoire pour prendre en compte la somme des dénivelés et la vitesse moyenne. Une application a été testée sur plus de 1500 cycles (vélos, tricycles, vélomobiles) avec succès. Cet estimateur prend en plus en compte l'état de santé de la batterie ainsi que sa température qui joue un grand rôle en ce qui concerne la capacité énergétique de la batterie. Cet

estimateur et une bonne stratégie de gestion de l'autonomie peuvent être utilisés pour tous les types de véhicules électriques.

13. REFERENCES

- [1] J. Neubauer, E. Wood, "The impact of range anxiety and home, workplace, and public charging infrastructure on simulated battery electric vehicle lifetime utility" *Journal of Power Sources*, 257, 12–20, 2014
- [2] Shriram Santhanagopalan, Kandler Smith, Jeremy Neubauer "Design and Analysis of Large Lithium-Ion Battery Systems" 2015 artec house
- [3] Akram Addahiech « Modélisation du vieillissement de l'état de santé de batteries lithium pour l'application de véhicule électrique hybride » thèse 2014 Université Bordeaux
<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00957678/document>
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775314002031>
- [4] John Wang, Justin Purewal, Ping Liu « Dégradation des batteries au lithium-ion qui emploient négatifs de graphite et oxyde spinelle + positifs d'oxyde de manganèse nickel-cobalt-manganèse: mécanismes de vieillissement et de la vie estimation » *Journal of Power Sources* 269 (2014) 937e948
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877531401074X>
http://www.researchgate.net/profile/John_Wang26/publication/251588109_Cycle-life_model_for_graphite-LiFePO_4_cells/links/0c9605346d57f33454000000.pdf
- [5] http://www.insee.fr/fr/themes/document.asp?ref_id=ip1252
<http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rev3.pdf>
<http://www.planetoscope.com/automobile/114-nombre-de-kilometres-parcourus-les-francais.html>
- [6] A123 « Battery pack design, validation and assemblage" 02/2014
- [7] A. Sivert, F. Betin, S. Carriere, « Gestion et dimensionnement de l'énergie embarquée pour un véhicule électrique à faible consommation » Symposium de Génie Électrique (SGE'14) : EF-EPF-MGE juillet 2014, ENS Cachan.
- [8] A. Sivert, F. Betin, B. Vacossin, T. Lequeu, M. Bosson "Optimization of the mass for a low-power electric vehicle and consumption estimator (e-bike, e-velomobile and e-car)" WSEAS 2015
[HTTP://WWW.WSEAS.ORG/MULTIMEDIA/JOURNALS/EDUCATION/2015/A225810-158.PDF](http://www.wseas.org/multimedia/journals/education/2015/A225810-158.pdf)
- [9] FORUM VELO HORIZONTAL DEC/2015
[HTTP://VELORIZONTALE.BBER.NET/T17956-VELOMOBILE-ELECTRIC-LEIBA-X-STREAM-IUT-AISNE](http://velorizontale.bber.net/t17956-velomobile-electric-leiba-x-stream-iut-aisne)
- [10] A. Sivert, F. Betin, T. Lequeu, « Pedagogical study of an electric bike with low energy consumption, management and dimensioning of onboard energy: eco marathon" WSEAS, World Scientific and Engineering Academy and Society, 2014.
- [11] A. Sivert, F. Betin, T. Lequeu « Instrumentation d'un véhicule motorisé électrique faible consommation de type « éco marathon » *Revue 3EI* N°81, Juillet 2015
- [12] Estimateur de consommation d'énergie d'un véhicule
<http://www.ebikemaps.com/> 2015
green race <http://www.jurassictest.ch/GR/>
- [13] A Samba, N. Omar, H. Gualous, P.V.D. Bossche « Modélisation Electrothermique 2D d'une batterie lithium-ion de type « pouch » » *Revue 3EI* N°78, oct 2014
- [14] N.Omara, M Monema, Y.Firouza, J.Salminenc « Lithium iron phosphate based battery – Assessment of the aging parameters and development of cycle life model" *Applied Energy* 113 (2014)
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261913007393>
- [15] M Hung, C Lin, L Lee, "State-of-charge and state-of-health estimation for lithium-ion batteries based on dynamic impedance technique" *J.P.S.*, 5 December 2014
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775314009471>
- [16] Nicolas Damay « Contribution modélisation thermique de packs batteries LiFePO4 pour véhicules decarbonés » thèse UTC december 2015

Stockage d'énergie ; exemple d'une séquence en STIDD

Richad DAYA

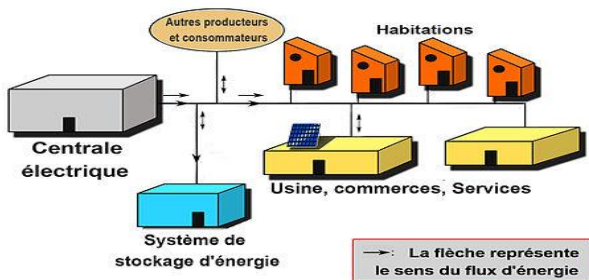
Lycée Jean Jaurès Argenteuil

Résumé : Cet article présente un cours de STIDD portant sur le stockage d'énergie. Il a pour Objectifs de réaliser le bilan d'un système de stockage d'énergie pour effectuer un choix judicieux dans une application de chaîne d'énergie.

- Décrire les principes de fonctionnement des systèmes de stockage d'énergie
- Citer les ordres de grandeurs des performances énergétiques des stockages
- Être capable de proposer ou de justifier une solution de stockage d'énergie

Le stockage de l'énergie est l'action qui consiste à placer une quantité d'énergie en un lieu donné pour permettre son utilisation ultérieure. Par extension, le terme « stockage d'énergie » est souvent employé pour désigner le stockage de matière qui contient cette énergie. La maîtrise du stockage de l'énergie est particulièrement importante pour valoriser les énergies alternatives, telles que l'éolien ou le solaire, sûres et renouvelables, mais par nature intermittentes.

Le stockage de l'énergie est l'action qui consiste à placer une énergie à un endroit donné pour faciliter son exploitation immédiate ou future. Par son importance dans notre civilisation grande consommatrice d'énergie, le stockage d'énergie est une priorité économique. Il concourt à l'indépendance énergétique, c'est-à-dire à la capacité d'un pays à satisfaire par lui-même ses besoins énergétiques. De ce fait, le stockage d'énergie est souvent l'objet d'une attention particulière de la part des pouvoirs politiques, surtout dans les pays fortement dépendants de l'étranger.



1 LES ENERGIES EMMAGASINEES

Le stockage d'énergie a une double fonction dans un système : le rendre autonome ou emmagasiner une énergie pour l'utiliser avec un temps de décalage.

Exemples : Véhicule hybride et système thermique de production d'eau chaude

Véhicule hybride : besoin d'énergie électrique embarquée

Solution batterie de stockage.

Autres exemples : téléphone, ordinateur portable...

Système thermique de production d'eau chaude : besoin d'emmagasiner de l'eau chauffée pour l'utiliser au fil du temps.

Solution ballon de stockage d'eau.

Autres exemples : réserve d'air comprimé, réserve de carburant...



Il existe différents moyens d'emmagasiner de l'énergie primaire ou secondaire :

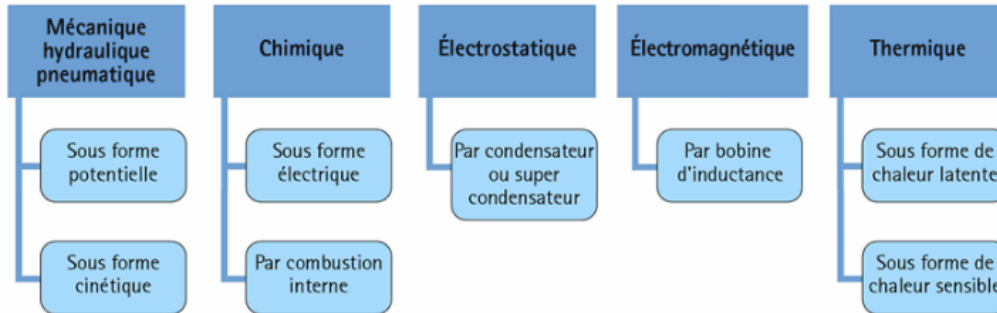
Énergie emmagasinée dans la matière	Énergie emmagasinée à partir de transformation de la matière	Énergie emmagasinée dans des dispositifs de stockage	Énergie sous forme naturelle
<ul style="list-style-type: none"> • Carburants • Gaz • Uranium 238 • ... 	<ul style="list-style-type: none"> • Hydrogène extrait de l'eau par électrolyse • ... 	<ul style="list-style-type: none"> • Barrage hydraulique • Ballon d'eau chaude • Ressort • Condensateur ou supercondensateur • Cuve d'air comprimé • ... 	<ul style="list-style-type: none"> • Soleil • Géothermie • Mouvements des mers • Énergie thermique des mers • ...

2- LES FORMES D'ENERGIES SECONDAIRES STOCKABLES

Le stockage d'une énergie consiste à utiliser un « réservoir » dont le but est d'emmagasiner une grandeur physique qui sera exploitée à un moment choisi. Sauf

pour le stockage d'électricité, les autres procédés ne nécessitent pas de conversion finale.

En fonction des besoins d'énergie, il est possible de choisir différentes formes de stockage :



3- LES GRANDEURS LIEES AU STOCKAGE

Forme de l'énergie stockée	Moyen de stockage	Grandeur physique	Unité(s)	Relation physique
Electrique	Batteries d'accumulateurs	Quantité de charge	Coulomb (C)	$W = U.I.t$ (1) U : tension en volts (V) I : intensité courant en Ampères (A) t : durée en secondes (s) $Q = I.t$ (2) Charge électrique en Coulomb (C)
Electrique	Condensateur et supercondensateur	Tension	Volt (V)	$W = \frac{1}{2} . C . U^2$ (3) C : Capacité en Farads (F) U : Tension en volts (V)
Thermique sensible	Accumulateur thermique	Température	Degré Celsius (°C) ou Kelvin (K)	$W = m.C.\Theta$ (4) m : masse en kilogrammes (kg) C : capacité thermique massique en J/kg/K Θ : température en Kelvins (K)
Mécanique	Ressort (constante K)	déplacement	Mètre (m)	$W = \frac{1}{2} . K . d^2$ (5) K : constante du ressort en newton/mètres (N/m) d : allongement du ressort en mètres (m)
Mécanique inertielle	Volant d'inertie de moment J	Taux de rotation	Radian par seconde (rad/s)	$W = \frac{1}{2} . J . \Omega^2$ (6) J : moment d'inertie en kg.m ² Ω : taux de rotation en rad/s
Mécanique cinétique	Retenue de fluide	Hauteur	Mètre (m)	$W = r . V . g . h$ (7) r : masse volumique en kg/m ³ V : volume en m ³ g : accélération due à la pesanteur en m/s ² h : hauteur en m

Compléments : (explications supplémentaires sur chacune des expressions)

Rappel l'énergie est homogène à une puissance multipliée par un temps $E = P.t$
avec $P = U.I$

Le joule est l'unité de l'énergie dans le Système international : $1 \text{ J} = 1 \text{ W} . 1 \text{ s}$

EDF a introduit la notion d'énergie en Wh

$E (\text{Wh}) = P.t$ avec P en Watts (W) et t en heures (h)
d'où $1 \text{ Wh} = 3600 \text{ J}$ car nous avons 3600 s dans une heure.

$E (\text{Wh}) = C.U$, C capacité en Ah et U tension en V

Explication expression (2) : $1 \text{ C} = 1 \text{ A} . 1 \text{ s}$ d'où $1 \text{ Ah} = 3600 \text{ C}$

L'expression (3) représente la notion d'énergie stockée dans un condensateur

Dans l'expression (4), nous avons souvent $\Delta\theta$ à la place de θ car nous avons souvent une différence de température (entre deux moments, entre deux milieux)
 $0^\circ \text{C} = 273.15 \text{ K}$

L'expression (5), le d est souvent un x soit $\frac{1}{2}.K.x^2$ (d et x étant une notion d'allongement ou d'élongation en mètres (m)).

(En physique énergie potentielle élastique)

Dans l'expression (6), nous avons aussi souvent l'habitude de retrouver la notion de vitesse angulaire en rad/s pour Ω .

Dans l'expression (7), r est souvent noté μ ou ρ représentant la masse volumique

En chimie, la masse est le produit de la masse volumique par le volume ($m = \rho.V$)

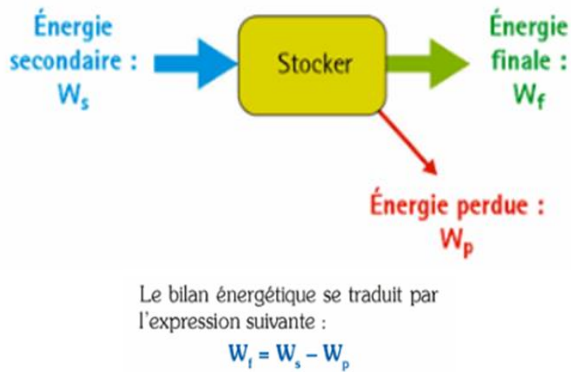
D'où l'expression (7) deviendrait $W = m.g.h$ (appelée énergie potentielle de pesanteur en physique)

$g = 9.81 \text{ m/s}^2$ (constante de pesanteur ou accélération due à la pesanteur).



Batterie, supercondensateur, ballons d'eau chaude, ressort, volant d'inertie, barrage

Dans tous les cas, lors du stockage, des pertes apparaissent. Pour que le stockage de l'énergie soit considéré comme efficace, un bilan énergétique doit être réalisé. Il ne s'agit pas de transformer de l'énergie puis de la stocker pour qu'elle se dissipe en grande partie sous forme de pertes, à moins de pouvoir les valoriser.

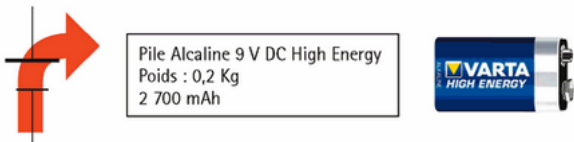


4- STOCKAGE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

4.1 Chimique : piles et accumulateurs

L'énergie électrique sous forme de courant continu peut être stockée dans des batteries d'accumulateur appelées aussi électro-générateurs.

L'énergie stockée dans une pile est épuisable et le procédé chimique utilisé pour fournir l'énergie est irréversible : cycle de décharge uniquement.



Une pile alcaline est un type de pile fonctionnant par oxydoréduction entre le zinc (Zn) et le dioxyde de manganèse (MnO2). La pile alcaline tire son nom du fait que ses deux électrodes nommées pôle positif et pôle négatif sont plongées dans un électrolyte alcalin d'hydroxyde de potassium, par opposition à l'électrolyte acide de la pile zinc-carbone qui offre la même tension nominale et la même taille.

L'énergie stockée dans un accumulateur est épuisable mais le procédé chimique utilisé pour fournir l'énergie est réversible : cycles de décharge et de charge possibles.



L'accumulateur, réversible partiellement et une batterie type lithium ion 12 V. la plupart (voire tous) les téléphones portables possèdent une batterie de type Li Ion.

Une batterie lithium-ion, ou accumulateur lithium-ion est un type d'accumulateur lithium. Ses principaux avantages sont une énergie massique élevée (deux à cinq fois plus que le nickel-hydrure métallique par exemple) ainsi que l'absence d'effet mémoire. Enfin, l'autodécharge est relativement faible par rapport à d'autres accumulateurs. Cependant le coût reste important et cantonne le lithium aux systèmes de petite taille.



L'énergie emmagasinée dans un accumulateur :

$$W = Q \cdot U \quad \text{avec } Q = I \cdot t$$

4.2 Electrostatique : condensateur et supercondensateur

L'énergie électrique sous forme de courant continu peut être stockée dans des condensateurs.



Un condensateur est un composant électronique ou électrique élémentaire, constitué de deux armatures conductrices (appelées « électrodes ») en influence totale et séparées par un isolant polarisable (ou « diélectrique »). Sa propriété principale est de pouvoir stocker des charges électriques opposées sur ses armatures. La valeur absolue de ces charges est proportionnelle à la valeur absolue de la tension qui lui est appliquée. Le condensateur est caractérisé par le coefficient de proportionnalité entre charge et tension appelé capacité électrique et exprimée en farads (F). La relation caractéristique d'un condensateur idéal est :

$$i = C \frac{du}{dt}$$

- i est l'intensité du courant qui traverse le composant, exprimée en ampères (symbole : A);



- u est la tension aux bornes du composant, exprimée en volts (symbole : V) ;
- C est la capacité électrique du condensateur, exprimée en farads (symbole : F) ;
- du/dt est la dérivée de la tension par rapport au temps.

Les signes sont tels que l'électrode par laquelle entre le courant (dans le sens conventionnel du courant) voit son potentiel augmenter.

Le condensateur est utilisé principalement pour :

- stabiliser une alimentation électrique (il se décharge lors des chutes de tension et se charge lors des pics de tension) ;
- traiter des signaux périodiques (filtrage...) ;
- séparer le courant alternatif du courant continu, ce dernier étant bloqué par le condensateur ;
- stocker de l'énergie, auquel cas on parle de supercondensateur car la capacité de charge électrique est beaucoup plus importante que celle d'un condensateur à usage électronique.

Les condensateurs s'appellent aussi « capacité » par abus de langage.

Condensateur	Supercondensateur
Capacité (de filtrage) 2 200 µF sous 450 V	Capacité de stockage 10 F sous 2,5 V
	

Energie emmagasinée

L'énergie accumulée dans un condensateur est égale au travail fourni pour le charger :

$$W = \frac{1}{2} \cdot C \cdot U^2$$

5- STOCKAGE DE L'ENERGIE THERMIQUE

Deux formes de chaleur : chaleur sensible et chaleur latente

En fonction des contraintes et des besoins des utilisateurs, les bâtiments ou les systèmes font appel à des technologies de stockage d'énergie thermique dans l'eau.

Dans certains cas, pour le chauffage des locaux, on utilise aussi des matériaux comme le béton (plancher chauffant) afin de restituer la chaleur par inertie.

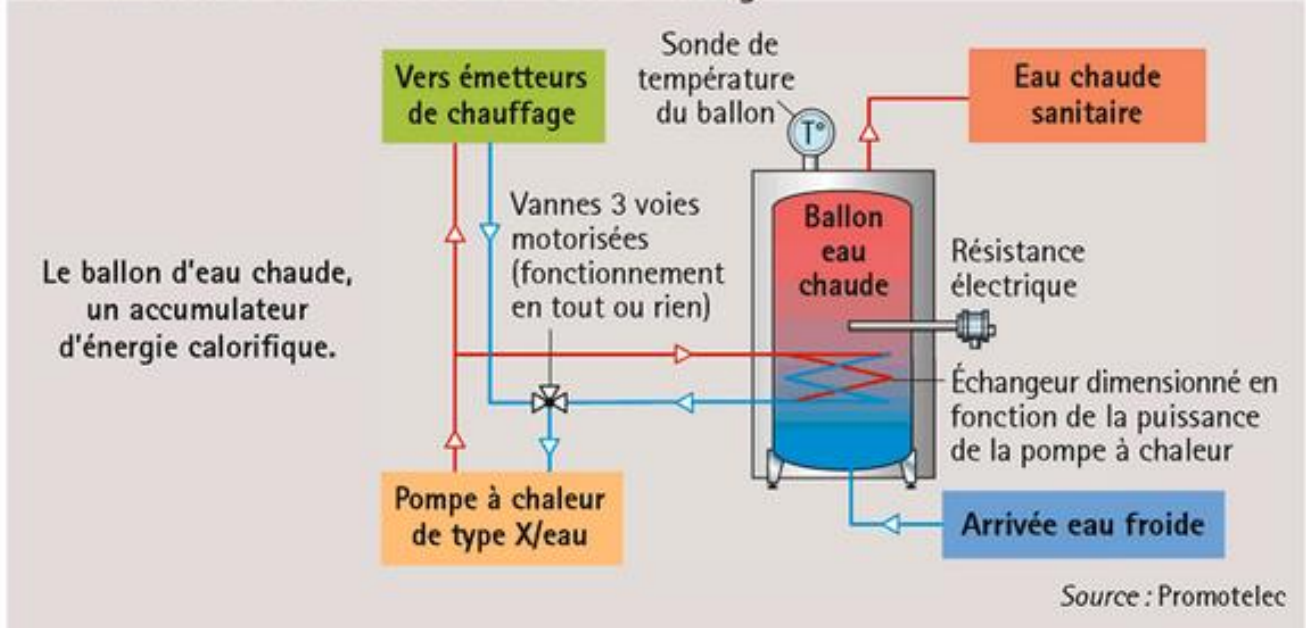
Energie emmagasinée :

L'eau est utilisée pour le stockage de chaleur sensible en raison de son important coefficient de capacité thermique $4180 \text{ J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$, pour l'air ambiant 1015.

$$W = m.C.\theta$$

EXEMPLE

Accumulation d'eau chaude sanitaire ou chauffage



Les matériaux peuvent aussi être utilisés pour stocker la chaleur sensible. Lorsqu'une masse M de matériau de chaleur massique C subit un accroissement de température ΔT , la quantité de chaleur Q fournie est $Q = M C \Delta T$

En Architecture, on raisonne plus simplement sur des volumes que sur des masses. Il est plus intéressant de considérer le volume V de la masse M , l'expression ci-dessus deviendra donc $Q = V r C \Delta T$.

Le produit $r C$ s'appelle chaleur volumique ($\text{kJ/m}^3 \cdot ^\circ\text{C}$) c'est-à-dire la quantité de chaleur absorbée ou fournie par 1 m^3 de matériau dont la température varie de 1°C .

6- STOCKAGE DE L'ENERGIE MECANIQUE

Certains systèmes ont besoin d'énergie cinétique pour assurer un stockage ou la régulation de l'énergie lors de fortes irrégularités de couple. On peut lisser le couple en stockant de l'énergie cinétique de rotation lorsque le couple est fort, pour la restituer lorsque celle-ci est faible. L'objet réalisant cette fonction est le volant d'inertie. Il s'agit d'un cylindre accouplé à un arbre mécanique en rotation dont le fort moment d'inertie joue le rôle de lisseur de couple.

Avantages : pas d'émissions de CO_2 , réponse rapide.

Accumulateur d'énergie cinétique :



La société américaine Beacon Power annonce avoir débuté la construction d'une centrale de 20 MW dans la ville de Stephentown (New-York), qui a la particularité de stocker l'énergie dans 200 volants inertiels. L'énergie est stockée sous forme d'énergie cinétique sur un disque lourd de 900 kg qui tourne à la vitesse de 8 000 à 16 000 tours par minute (document 9). Le système de stockage inertielle se veut efficace, car il serait en mesure de restituer environ 85 % de l'énergie emmagasinée.

Inconvénients : doivent être solides pour éviter l'éclatement, éviter les effets explosifs dus aux grandes vitesses du volant permettant de plus grandes capacités de stockages.

Energie emmagasinée :

$$W = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \Omega^2$$

Un volant d'inertie moderne est constitué d'une masse (anneau ou tube) en fibre de carbone entraînée par un moteur électrique.

L'apport d'énergie électrique permet de faire tourner la masse à des vitesses très élevées (entre 8000 et 16000 tour/min pour le modèle ci-contre) en quelques minutes. Une fois lancée, la masse continue à tourner, même si plus aucun courant ne l'alimente.

L'énergie est alors stockée dans le volant d'inertie sous forme d'énergie cinétique, elle pourra ensuite être restituée instantanément en utilisant le moteur comme génératrice électrique, entraînant la baisse de la vitesse de rotation du volant d'inertie.

Le système est monté sur roulements magnétiques et confiné sous vide dans une enceinte de protection afin d'optimiser le rendement du dispositif (temps de rotation) et ainsi prolonger la durée de stockage.

Avantages :

Haut rendement (environ 80% de l'énergie absorbée pourra être restituée)

Phase de stockage très rapide par rapport à une batterie électrochimique

Temps de réponse très court, permet de réguler la fréquence du réseau

Aucune pollution : ni combustible fossile, ni produits chimiques

Technologie fiable, peu d'entretien

Inconvénients :

Temps de stockage limité (environ 15 minutes).

Le stockage d'énergie par volant d'inertie est utile pour la régulation et l'optimisation énergétique d'un système, il ne permet pas d'obtenir une durée d'autonomie importante comme les batteries électrochimiques ou le stockage d'énergie par pompage/turbinage.

Thermique de l'habitat

PIETRANICO Sylvain

pietrasy@lycee-lecorbusier.org

Résumé: L'étude des transferts thermiques dans les habitations est un enjeu énergétique majeur. En effet, la consommation énergétique des habitations est de 68,7 Mtep (Millions de tonnes équivalent pétrole) en 2012, dont 60% correspondent au chauffage. Il faut donc utiliser des systèmes qui permettent de limiter la consommation d'énergie. La pompe à chaleur est une des solutions de plus en plus utilisées, notamment pour son efficacité (ou coefficient de performance), souvent bien meilleure que celle des autres solutions. Dans cet article, nous ferons présenter les notions de thermodynamique permettant d'étudier les différents éléments qui composent une pompe à chaleur. Puis nous ferons l'étude d'une pompe à chaleur et en déduirons le coefficient de performance.

1. Thermodynamique générale :

1.1. Premier principe :

D'après le premier principe de la thermodynamique appliqué à un système fermé, la variation d'énergie d'un système est égale à l'énergie reçue sous toutes ses formes (travail, transferts thermiques) :

$$\Delta \mathcal{E} = W + Q_c + Q_f$$

où $\mathcal{E} = \mathcal{E}_c + \mathcal{E}_p + U$ est l'énergie totale, la somme de l'énergie cinétique, de l'énergie potentielle et de l'énergie interne, W est le travail algébrique reçu des sources d'énergie, Q le transfert thermique algébrique reçu de l'extérieur. Dans le cadre de notre étude, l'énergie interne ne dépend que de la température :

$$\Delta U = mc_v \Delta T$$

Où c_v est la capacité thermique massique à volume constant ($\text{J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$) et m la masse du système dont la température varie de ΔT .

Nous allons introduire également l'enthalpie notée $H = U + pV$ avec p la pression et V le volume du système. La variation d'enthalpie est également liée à la variation de température :

$$\Delta H = mc_p \Delta T$$

Où c_p est la capacité thermique massique à pression constante ($\text{J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$). Lorsque la matière qui compose le système subit un changement de phase (liquéfaction, solidification...), il existe une variation d'enthalpie et un transfert thermique dus à ce changement d'état. Dans ces conditions, la variation d'enthalpie est liée à la masse qui subit un changement de phase et à l'enthalpie massique de changement d'état (anciennement appelée chaleur latente) notée ℓ (J.kg^{-1}).

$$\Delta H = m\ell$$

L'enthalpie massique peut être positive (vaporisation) ou négative (liquéfaction). On utilise les changements de phases dans les machines thermiques car les transferts d'énergie massique pendant ces changements de phases sont très importants. Pour fixer les idées, la liquéfaction de 10 g de vapeur d'eau permet de récupérer (sous forme de transfert thermique) approximativement 22,7 kJ. Pour récupérer la même quantité d'énergie de 10 g de vapeur d'eau sans changement d'état, il faudrait que sa température diminue de 500°C.

1.2. Second principe :

D'après le second principe de la thermodynamique, la variation d'entropie ΔS est égale à la somme de l'entropie échangée S_e et de l'entropie créée S_c .

$$\Delta S = S_e + S_c$$

Sans se focaliser sur la signification physique de l'entropie qui mériterait beaucoup plus de temps, nous pouvons dire :

- L'entropie est une fonction d'état, donc sa variation sur un cycle est nulle
- L'entropie échangée peut se mettre sous la forme du rapport entre le transfert thermique et la température de la source thermique qui impose alors la température à la frontière du système
- L'entropie créée traduit l'irréversibilité d'une transformation physique et ne peut être que positive ou nulle (nulle si la transformation est réversible)

1.3. Application des principes de la thermodynamique à un système ouvert :

En réalité, un fluide est en écoulement dans une machine thermique. Quand celui-ci rentre dans un organe de la machine thermique (compresseur, détendeur...), il constitue un système ouvert (un

système qui échange à la fois de l'énergie et de la matière avec l'extérieur). Considérons l'organe générique suivant dans lequel le système est en écoulement.

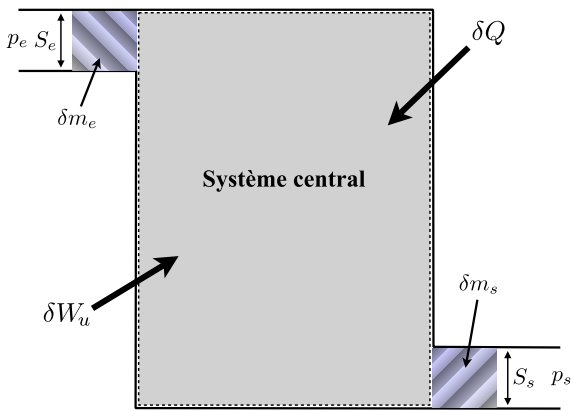


Figure 1: Représentation schématique d'un système ouvert.

Considérons le système central, qui reçoit une quantité de masse δm_e et fournit une quantité de masse δm_s entre les instants t et $t+dt$. Le système central représente donc un système ouvert. Pour se ramener à un système fermé, nous considérons le système constitué à l'instant t par le système central et la masse entrante qui à l'instant $t+dt$ est représenté par le système central et la masse sortante.

On note $d\mathcal{E}$ la variation d'énergie infinitésimale du système entre les instants t et $t+dt$ qui vaut :

$$d\mathcal{E} = (e_s \delta m_s + \mathcal{E}_{sc}(t + dt)) - (e_e \delta m_e + \mathcal{E}_{sc}(t))$$

Où \mathcal{E}_{sc} est l'énergie contenue dans le système central, e_s l'énergie massique contenue dans la partie sortant du système central et e_e l'énergie massique dans la partie entrant dans le système central. L'expression d'une énergie massique e_i est :

$$e_i = u_i + e_{ci} + e_{pi} = u_i + \frac{1}{2}v_i^2 + e_{pi}$$

Où u_i est l'énergie interne massique, v_i est la vitesse et e_{pi} l'énergie potentielle.

On fait un bilan des transferts d'énergie échangés avec l'extérieur :

- δW_u : le travail dit « utile » représente le travail autre que celui dû aux forces de pression.
- $\delta W_p = p_e dV_e - p_s dV_s$: le travail dû aux forces de pression à l'entrée et à la sortie avec dV_e le volume correspondant à la masse δm_e et dV_s le volume correspondant à la masse δm_s .
- δQ : le transfert thermique échangé avec l'extérieur.

En appliquant le premier principe au système décrit précédemment, il vient :

$$d\mathcal{E} = \delta W_p + \delta W_u + \delta Q$$

De plus, on s'intéresse au système en régime permanent (indépendant du temps). On peut donc simplifier l'expression du premier principe car $\mathcal{E}_{sc}(t+dt) = \mathcal{E}_{sc}(t)$ et $\delta m_e = \delta m_s = \delta m$. On peut dire que le débit massique est constant :

$$D_m = \frac{\delta m}{dt}$$

Le travail des forces de pression peut être réécrit de la façon suivante :

$$\delta W_p = p_e v_e \delta m_e - p_s v_s \delta m_s = (p_e v_e - p_s v_s) \delta m$$

Le premier principe s'écrit alors :

$$\delta m(e_s - e_e) = \delta W_u + \delta Q$$

On peut introduire l'enthalpie massique, $h = u + pv$ ainsi que le travail utile massique w_u , la puissance utile massique $p_u = (\delta w_u)/dt$, le transfert thermique massique q et la puissance thermique massique $p_{th} = \delta q/dt$. On arrive alors aux expressions du premier principe les plus fréquemment utilisés, en énergie massique ou en puissance massique :

$$\left(h_s + \frac{1}{2}v_s^2 + e_{ps} - h_e - \frac{1}{2}v_e^2 - e_{pe} \right) = w_u + q$$

$$D_m \left(h_s + \frac{1}{2}v_s^2 + e_{ps} - h_e - \frac{1}{2}v_e^2 - e_{pe} \right) = p_u + p_{th}$$

Nous utiliserons ces relations plus tard quand nous ferons l'étude des différents organes qui constituent la pompe à chaleur.

2. Machine thermique ditherme:

2.1. Principe:

Une machine thermique ditherme est une structure colportant un fluide qui peut échanger un travail noté W_u avec une source d'énergie et un transfert thermique avec une source thermique dite « chaude » (Q_c) et une source thermique dite « froide » (Q_f). Elle fonctionne de façon cyclique, c'est-à-dire que l'état de départ d'une particule de fluide est le même que l'état d'arrivée.

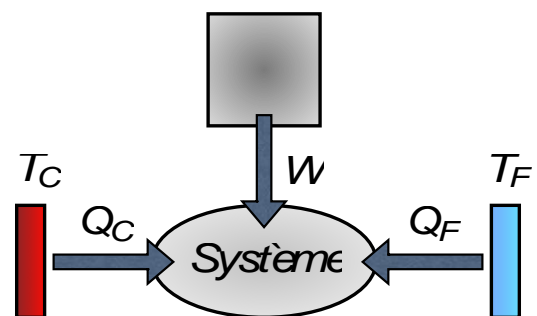


Figure 2: Représentation schématique d'une machine ditherme.

2.2. Principes de la thermodynamique :

En utilisant les deux premiers principes de la thermodynamique, on peut définir les différents modes de fonctionnement d'une machine thermique. On dissocie le transfert thermique Q_c reçu de la source « chaude » et Q_f le transfert thermique reçu algébriquement de la source « froide ». Lorsque la machine fonctionne de manière cyclique, la variation d'énergie du fluide sur un cycle est nulle, alors :

$$W_u + Q_c + Q_f = 0$$

La variation d'entropie est également nulle sur un cycle, il vient :

$$S_c = -S_e \geq 0$$

$$\frac{Q_c}{T_c} + \frac{Q_f}{T_f} \leq 0$$

2.3. Diagramme de Raveau:

Pour déterminer le mode de fonctionnement d'une machine thermique, on trace le diagramme de Raveau ($Q_c = f(Q_f)$) représenté ci-dessous.

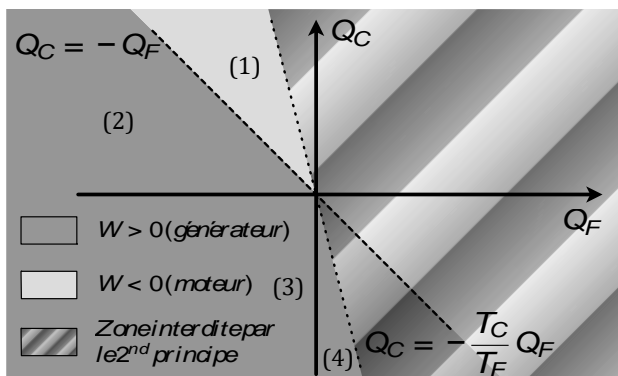


Figure 3: Diagramme de Raveau

Dans ce diagramme, on trace deux droites :

- La première $Q_c = -Q_f$ permet de déterminer si le travail reçu est positif (au-dessus de la courbe) ou négatif (en dessous de la courbe), si la machine fonctionne en moteur $W < 0$ ou en récepteur $W > 0$.
- La seconde permet de définir les zones de fonctionnement possibles (celles qui ne sont pas interdites par le second principe).

Il apparaît deux zones de fonctionnement intéressantes.

Dans la zone (1), le travail reçu est négatif, le transfert thermique reçu de la source « chaude » est positif et celui reçu de la source froide est négatif. C'est le fonctionnement moteur.

Dans la zone (4), le travail reçu est positif, le transfert thermique reçu de la source chaude est négatif et celui reçu de la source froide est positif.

C'est ce dernier mode de fonctionnement qui nous intéresse ici. En effet, si le transfert thermique reçu de la source « chaude » est négatif, cela veut dire que le fluide élève la température de la source « chaude » en lui fournissant de l'énergie thermique. C'est le principe de fonctionnement d'une pompe à chaleur. A noter que lors du fonctionnement de la machine thermique, le transfert thermique reçu de la source « froide » est positif, ce qui veut dire que le fluide diminue la température de la source « froide » en lui prélevant de l'énergie thermique.

Il nous reste à définir la grandeur énergétique qui définit les performances énergétiques d'une pompe à chaleur.

2.4. Efficacité d'une pompe à chaleur:

L'efficacité d'une pompe à chaleur est une grandeur sans dimension qui représente le rapport entre le transfert énergétique utile (pour une pompe à chaleur $-Q_c$) et le transfert énergétique que l'on paye (pour une pompe à chaleur W).

$$e = -\frac{Q_c}{W_u} = 1 + \frac{Q_f}{W_u}$$

En effet le transfert thermique reçu de la source « froide » (Q_f) est un transfert d'énergie qui s'effectue naturellement et qui n'a pas à être comptabilisé dans les transferts d'énergie payante.

Le signe moins vient du fait que le transfert d'énergie utile est celui fourni à la source « chaude ». On voit immédiatement que l'efficacité de la pompe à chaleur est supérieure à l'unité ($Q_f > 0$ et $W > 0$). C'est l'un des grands avantages de la pompe à chaleur. Le transfert thermique qui sert à élever la température de la source « chaude » (l'intérieur de l'habitat) provient du travail utile fourni par des sources d'énergie (principalement mécaniques) et d'un transfert thermique que l'on ne « paye » pas car il est prélevé à la source « froide » (par exemple l'air extérieur).

Remarque : Actuellement on utilise plus fréquemment le terme COP (coefficient de performance) qu'efficacité.

3. Pompe à chaleur :

3.1. Structure :

Il existe différentes structures de pompes à chaleur (air-air, air-eau...), mais la plupart peuvent être représentées par le schéma fonctionnel ci-dessous :

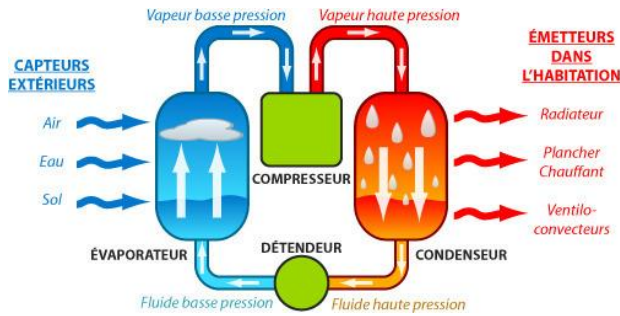


Figure 4: Représentation schématique d'une pompe à chaleur.

Comme nous pouvons le voir, une pompe à chaleur (PAC) est principalement constituée de 4 éléments :

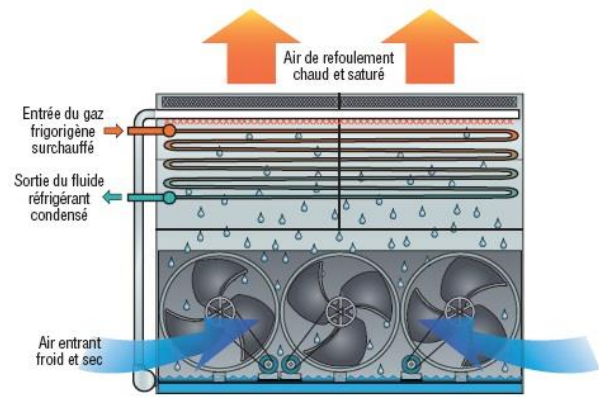
- Les échangeurs (condenseur et évaporateur), dont le rôle est de faciliter les transferts thermiques avec les sources thermiques.
- Le compresseur, dont le rôle principal est d'élever la température du fluide circulant dans la PAC avant le passage dans le condenseur.
- Le détendeur, dont le rôle principal est d'abaisser la température du fluide circulant dans la PAC avant le passage dans l'évaporateur.

Décrivons le cycle subi par le fluide circulant dans la pompe à chaleur. Le fluide initialement à l'état de vapeur à basse pression en sortie de l'évaporateur traverse le condenseur où sa pression et sa température augmentent considérablement. Il traverse alors le condenseur où il réalise un transfert thermique avec la source « chaude » de température plus faible. En cédant de l'énergie thermique, il se condense. Il passe alors dans un détendeur, ce qui diminue sa pression et sa température. La température du fluide est alors plus faible que celle de la source « froide » à laquelle il prélève de l'énergie thermique et s'évapore. Le fluide se retrouve alors dans le même état de départ.

Nous allons décrire les différents types de fonctionnement des éléments qui forment la structure d'une pompe à chaleur.

3.1.1. Les échangeurs :

Comme nous l'avons dit, les échangeurs permettent les transferts thermiques avec les différentes sources thermiques (par exemple l'air extérieur pour la source « froide » et l'air intérieur pour la source « chaude »). La figure 5 représente un condenseur à convection forcée. L'air de la pièce (source « chaude ») est aspiré et reçoit un transfert thermique en entrant dans le condenseur, il ressort à une température plus élevée.



Principe de fonctionnement

Figure 5: Structure d'un condenseur

Un condenseur à convection naturelle ne comprend que le serpentin contenant le fluide (par exemple à l'arrière d'un réfrigérateur). On propose d'étudier un type d'échangeur rencontré dans l'industrie.

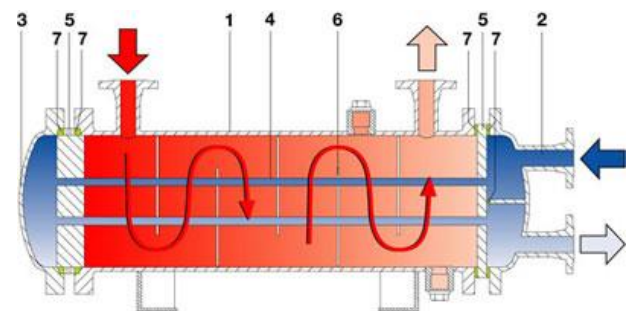


Figure 6: Structure d'un échangeur tubulaire

1. Calandre, qui isole thermiquement l'échangeur de l'extérieur.
2. Connexions
3. Fond
4. Faisceau de tubes, colportant le fluide dont il faut élever la température
5. Boîte de distribution
6. Chicanes, qui permettent d'augmenter le parcours du fluide issu du compresseur
7. Joints

Un premier fluide entre par l'ouverture située sur la face supérieure à gauche, traverse l'échangeur et sort par la face supérieure à droite. Un deuxième fluide entre par la face latérale et après avoir traversé le faisceau de tubes ressort par cette même face latérale.

Considérons le premier fluide de débit massique D_1 , capacité thermique massique c_1 , de température d'entrée dans l'échangeur T_{e1} , de température de sortie T_{s1} et un second fluide de débit massique D_2 , de capacité thermique c_2 , de température d'entrée T_{e2} , de température de sortie T_{s2} . On considère de plus que l'échangeur est calorifugé $P_{th}=0$ (pas de transfert thermique avec l'extérieur, le transfert thermique entre les deux fluides est réalisé à l'intérieur et n'est donc

pas comptabilisé dans l'expression du premier principe). Il n'y a pas de puissance mécanique utile P_u . On raisonne en puissance car le débit massique de chaque fluide peut être différent.

$$D_1(h_{s1} - h_{e1}) + D_2(h_{s2} - h_{e2}) = 0$$

S'il n'y a pas de changement de phase des fluides, la différence d'enthalpie est directement reliée aux différences de température (sinon, il faut tenir compte des enthalpies massiques de changement de phase).

$$D_1 c_1 (T_{s1} - T_{e1}) + D_2 c_2 (T_{s2} - T_{e2}) = 0$$

On peut remarquer que les variations de température des deux fluides sont de signe opposé. Supposons que le fluide 1 soit celui qui circule dans la machine thermique. Lors de son passage dans le condenseur, sa température diminue et celle du second fluide augmente (par exemple l'air intérieur de l'habitation). A l'inverse, lors du passage du fluide 1 dans l'évaporateur, sa température s'élève en prélevant de l'énergie thermique au second fluide (par exemple l'air à l'extérieur de l'habitation).

3.1.2. Le compresseur :

Il existe 3 grands types de compresseur utilisés dans les pompes à chaleur :

- Le compresseur à piston : des pistons coulissant compriment le fluide au sein d'un cylindre étanche qui aspire le gaz à chaque fois que le piston recule.
- Le compresseur scroll : le gaz est comprimé grâce à un rotor en forme de spirale qui tourne autour d'une autre spirale, elle, statique. C'est le type de compresseur le plus utilisé pour les pompes à chaleur air/air avec système split.
- Le compresseur à vis : une vis sans fin entraînant une pièce rotative comprime en tournant le gaz au sein d'un cylindre.

La figure ci-dessous représente un compresseur à piston.

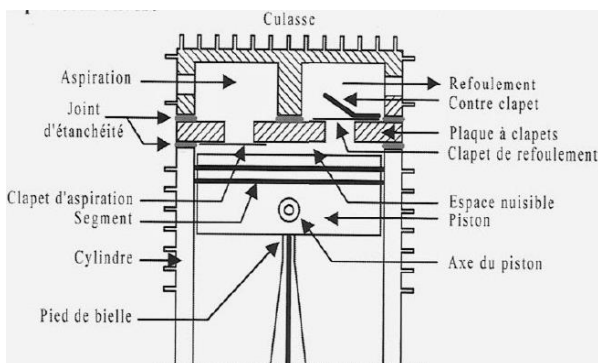


Figure 7: Structure d'un compresseur à piston

Pendant la première phase, le fluide est aspiré du premier réservoir, il est ensuite comprimé et reçoit un travail utile massique puis il est refoulé dans un deuxième réservoir. En considérant les parois calorifugées, la transformation adiabatique (sans transfert thermique $q=0$), sans variation d'énergie potentielle et cinétique, il vient :

$$(h_s - h_e) = w_u$$

La différence d'enthalpie massique entre l'entrée et la sortie du compresseur est égale au produit de la capacité massique à pression constante du fluide avec la différence de température entre l'entrée et la sortie en l'absence de changement de phase.

$$c_p (T_s - T_e) = w_u$$

3.1.3. Le détendeur :

Le détendeur permet de faire chuter la pression du fluide ainsi que sa température avant que celui-ci ne traverse l'évaporateur. On représente ci-dessous un schéma de détendeur classique.

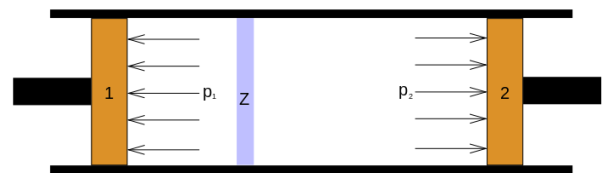


Figure 8: Représentation schématisée d'un détendeur.

Pendant son passage dans le détendeur, le fluide ne reçoit pas de travail autre que celui dû aux forces de pressions. De plus nous pouvons considérer en première approximation que les parois sont calorifugées (pas de transfert thermique avec l'extérieur). La transformation alors subie par le fluide est dite « isenthalpique » :

$$(h_s - h_e) = 0$$

3.2. Diagramme de Mollier (log p-h):

Le Diagramme de Mollier aussi appelé diagramme des « frigoristes » est fréquemment utilisé pour représenter le cycle thermodynamique des machines qui fonctionnent en pompe à chaleur ou en climatiseur. Il représente les évolutions des caractéristiques d'un fluide dans un diagramme où l'on place le logarithme de la pression en ordonnée et l'enthalpie massique en abscisse. Le chlorodifluorométhane (R22) était un des fluides utilisés dans les pompes à chaleur (il est interdit depuis le 1er janvier 2015 et remplacé par le R410), son diagramme de Mollier est représenté ci-dessous :

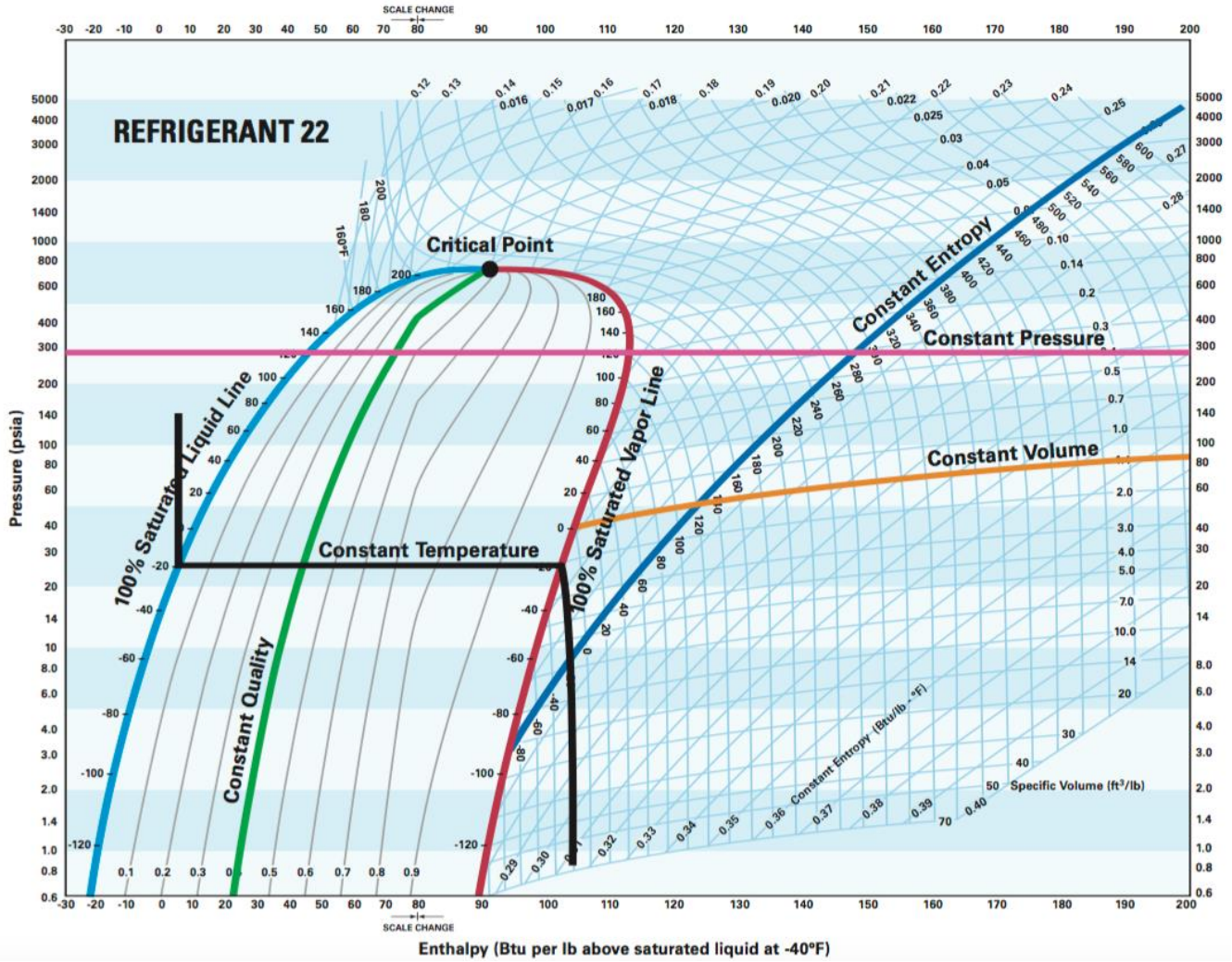


Figure 9: Diagramme de Mollier du fluide réfrigérant chlorodifluorométhane (R22). Remarque : Les températures sont en Fahrenheit et les pressions en psi (unités américaines).

Dans ce diagramme sont représentées les évolutions des grandeurs thermodynamiques qui caractérisent le fluide. La courbe en bleu clair est appelée courbe d'ébullition, à gauche de cette courbe le fluide est à l'état de liquide. La courbe en rouge est appelée courbe de rosée, à droite de cette courbe le fluide est à l'état de gaz (vapeur). Entre ces deux courbes le fluide est en équilibre sous deux phases, il est à la fois à l'état de liquide et de gaz.

3.3. Etude du cycle thermodynamique :

Faisons l'étude du cycle thermodynamique suivi par le fluide lors du fonctionnement de la pompe à chaleur.

- A l'état initial (1), le fluide est à l'état de vapeur sèche (sur la courbe de rosée) à la pression de 1,5 bar. Il subit une compression que l'on considère adiabatique ($Q=0$, $Se=0$) et réversible ($Sc=0$) donc isentropique. Sur le diagramme de Mollier, on suit une courbe isentropique ($s=cte$)

jusqu'à la pression de 15 bar correspondant à l'état (2).

- A l'état (2), le fluide entre dans le condenseur où sa température diminue de façon isobare ($p=cte$) jusqu'à la courbe de rosée (état 2A). Le fluide se liquéfie intégralement (état 3) et fournit un transfert thermique q_c à la source « chaude » (l'air intérieur de l'habitat).
- De l'état (3) à l'état (4), le fluide entre dans le détendeur où sa pression et sa température chutent.
- Enfin, le fluide subit une vaporisation isobare dans l'évaporateur où il reçoit un transfert thermique q_f de la source « froide » (l'air extérieur) et retrouve son état initial.

L'avantage fondamental de ce diagramme est que l'on peut déterminer graphiquement les transferts d'énergie massique mis en jeu lors du fonctionnement de la pompe à chaleur et en déduire l'efficacité de celle-ci.

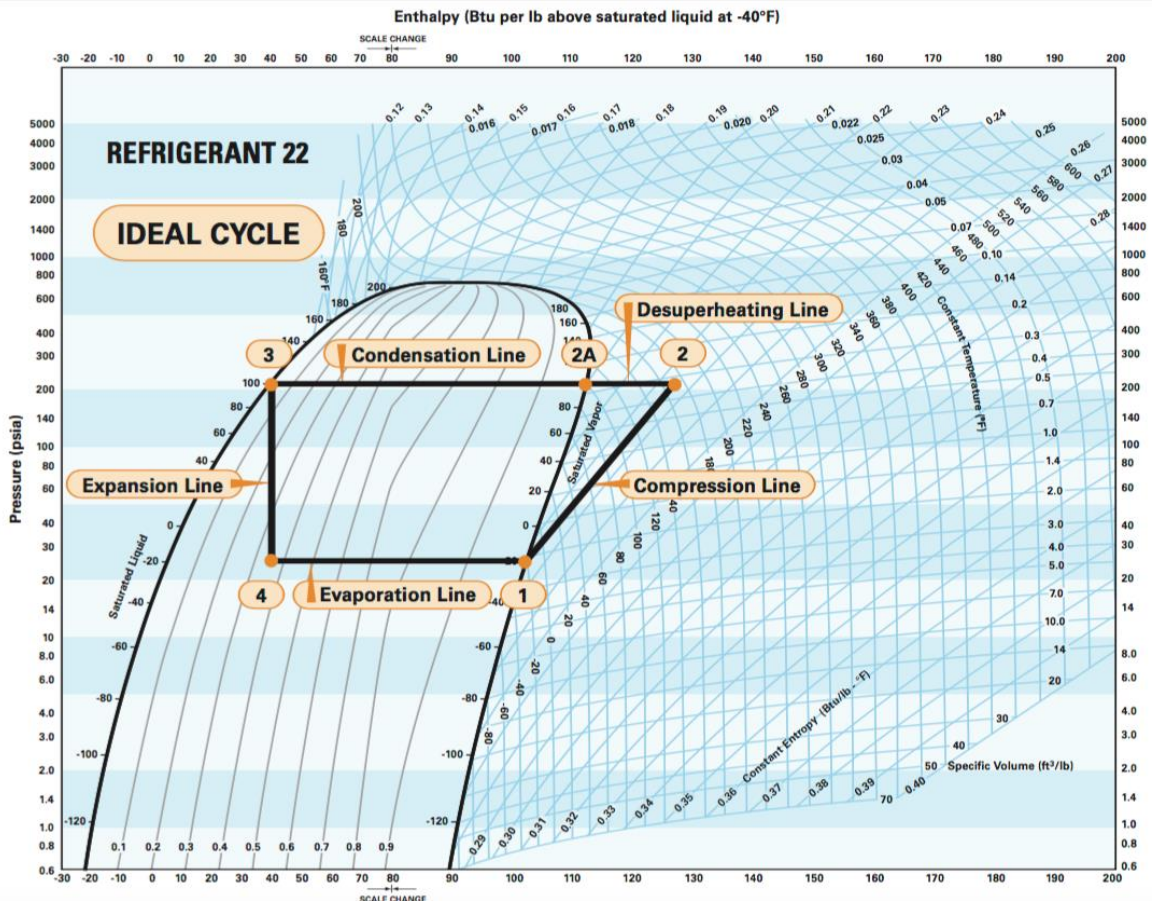


Figure 10: Cycle thermodynamique classique d'une pompe à chaleur.

En effet, le travail utile massique peut être déterminé lors de la phase de compression :

$$w_u = h_2 - h_1$$

Le transfert thermique fourni à la source « chaude » s'effectue lors du passage du fluide dans le condenseur et a pour expression :

$$q_c = h_3 - h_2$$

Nous pouvons donc en déduire l'efficacité :

$$e = -\frac{q_c}{w_u} = \frac{h_2 - h_1}{h_3 - h_2}$$

De plus nous pouvons remarquer graphiquement que l'efficacité est bien supérieure à l'unité.

Remarque : La lecture de ces diagrammes de Mollier est sûrement difficile avec cette échelle d'image, le lecteur pourra consulter l'article [5] de la bibliographie.

4. Conclusion:

Cet article a présenté les notions thermodynamiques de base pour étudier les machines thermiques fonctionnant en pompe à chaleur. Comme nous l'avons dit dans la deuxième partie de cet article, le principe de fonctionnement d'un climatiseur ou d'un réfrigérateur ne diffère pas de celui d'une pompe à chaleur. On s'intéresse alors à la source « froide » : soit une enceinte (réfrigérateur), soit l'air ambiant de l'habitat (climatiseur). Certaines pompes à chaleur sont

d'ailleurs réversibles en inversant le sens d'écoulement du fluide réfrigérant. Nous avons essayé de mettre en avant les avantages de l'étude d'une pompe à chaleur à partir des diagrammes de Mollier qui permettent une lecture rapide des échanges énergétiques mis en jeu. Il existe un logiciel CoolPack développé par une équipe scientifique de l'université technique du Danemark qui permet de tracer des cycles thermodynamiques sur le diagramme de Mollier de différents fluides réfrigérants, dimensionner des composants, faire une étude énergétique et optimiser l'installation. Le lecteur pourra approfondir certaines notions en consultant les ouvrages suivants.

5. Bibliographie:

- [1] « Physique Tout-en-un MP-MP* », B. Salamito, M.-N. Sanz, F. Vandenbrouck, M. Tuloup, Dunod, 2014.
- [2] « Thermodynamique Fondements et Applications », J.-P. Perez, Dunod, 2001.
- [3] « Compresseurs volumétriques B4220 », T. Destoop, Techniques de l'Ingénieur, Août 1989.
- [4] « Pompes à chaleur – Systèmes à compression de vapeur BE9620 », E. Auzenet, M. Clerc-Renaud, Techniques de l'Ingénieur, Juillet 2005.
- [5] [https://www.parker.com/literature/Sporlan/Sporlan pdf files/SporlanpdfMiscellaneous/5-200.pdf](https://www.parker.com/literature/Sporlan/Sporlan%20pdf%20files/SporlanpdfMiscellaneous/5-200.pdf)
- [6] <http://en.ipu.dk/Indhold/refrigeration-and-energy-technology/coolpack.aspx>

Simulation thermique par éléments finis

Jean-Philippe ILARY

Lycée Jules Ferry
29 rue du Maréchal JOFFRE
78000 VERSAILLES

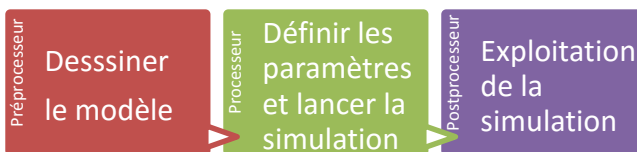
Résumé : FEMM 4.2 est un logiciel s'appuyant sur la modélisation par éléments finis. Il permet l'étude de problématique dans le domaine électrotechnique. Je présente ici un exemple d'étude simple, qui vous permettra de développer votre propre étude.

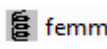

1. Introduction

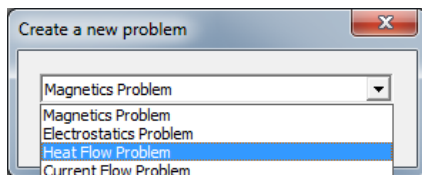
Le logiciel femm (<http://www.femm.info>) utilisé ici permet l'étude d'application (en 2D uniquement) dans le domaine magnétique, thermique et électrostatique. Ce logiciel se base sur l'étude des éléments finis. Il est très utilisé dans le milieu universitaire et de la recherche. Il est possible de l'interfacer avec plusieurs logiciels dont Mathematica et Scilab.

2. Démarche de la simulation

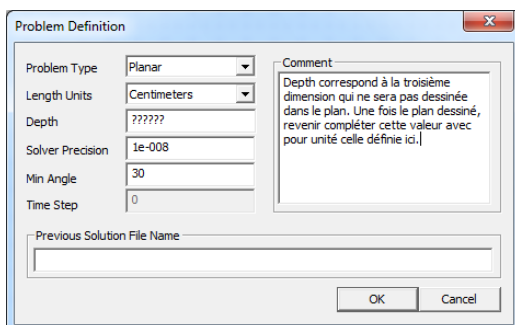
Pour effectuer une simulation sur femm, il est nécessaire de procéder classiquement sur ce type de logiciel :



Lancer le logiciel femm  et créer un nouveau problème 



Le problème doit au préalable être configuré :

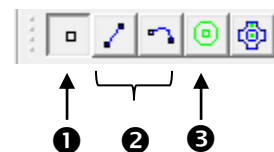



3. Préprocesseur

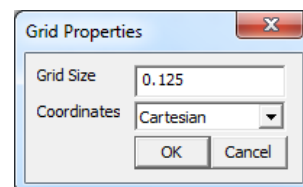
Cette étape permet de définir les géométries du problème et de définir les conditions aux limites.


3.1. Dessiner l'élément dans le plan

Les icônes ci-après permettent de dessiner la coupe (plan) de l'élément à simuler. Il est OBLIGATOIRE de commencer par dessiner les points ❶, ensuite seulement dessiner les traits ou arcs entre ces points ❷. Ensuite il reste à définir les matériaux des zones fermées ❸.

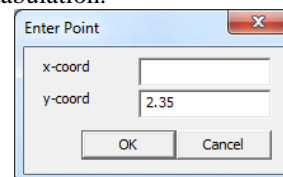


Pour faciliter le positionnement des points, il est conseillé de tout d'abord paramétrer la grille  ainsi :

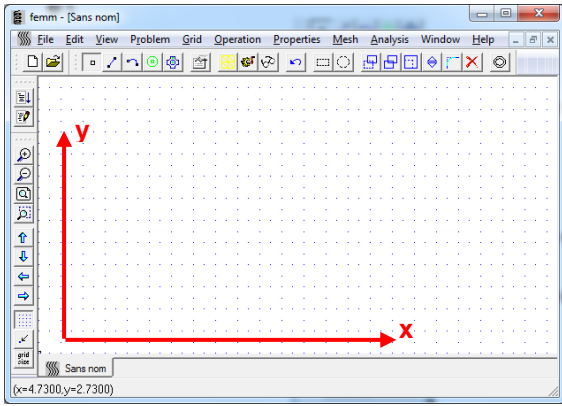


Pour faciliter le positionnement des points, il est parfois utile d'activer l'accroche à la grille .

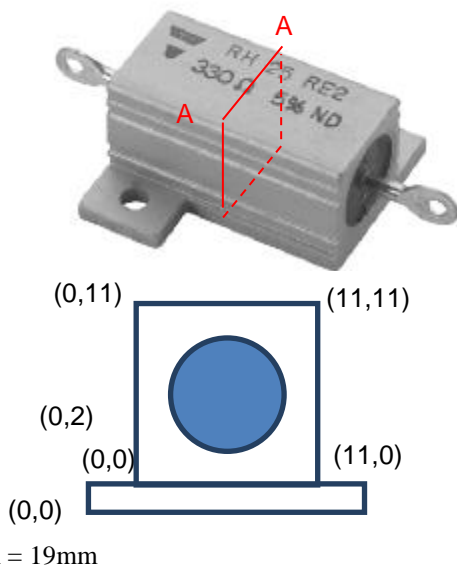
Mais si l'on connaît les coordonnées des points, il est plus simple de les saisir. Pour cela appuyer sur ❶ et surla touche tabulation.



Le repère sur la zone de dessin est :

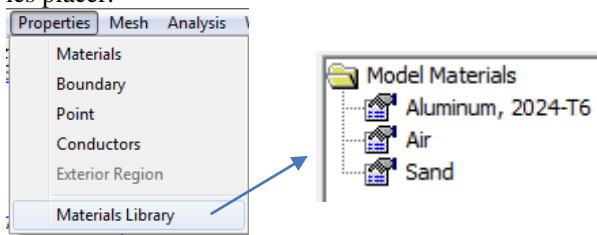


La résistance va être dessinée suivant la coupe A-A. Les points sont les suivants :




3.2. Matériaux

Définir ensuite les matériaux présents dans les différentes zones. Pour cela il est tout d'abord obligatoire de définir les matériaux avant de pouvoir les placer.

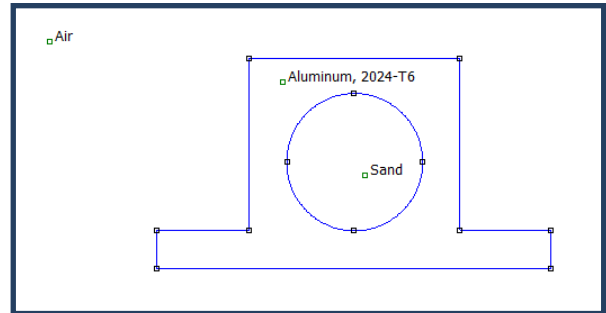


Choisir dans la liste des matériaux prédéfinis les éléments ci-dessus. Ils seront alors disponibles lors du placement des matériaux des zones.

Sélectionner l'icône  et placer dans chaque zone fermées un point de matériau. Un clic droit sur ce nouveau point permet d'ouvrir la fenêtre de définition du matériau.

N'ayant pas de céramique dans la liste des matériaux prédéfinis, on le remplacera par du sable à la place.

On doit aboutir au schéma suivant :



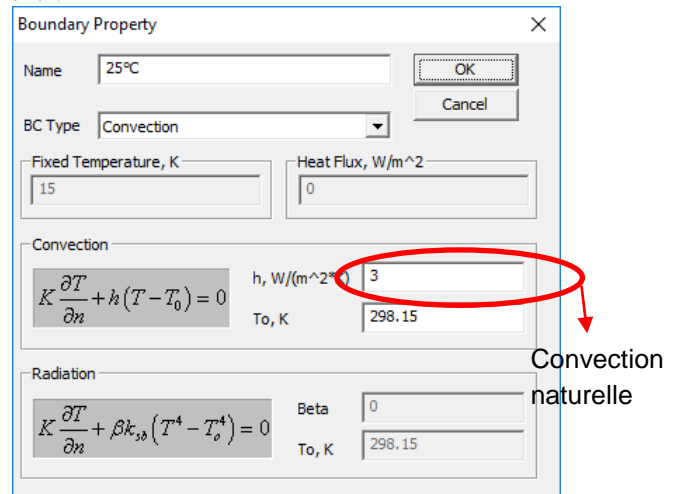
Voilà, il reste maintenant à définir les conditions aux limites et lancer la simulation

3.3. Processeur


Sans une définition aux limites, le calcul ne pourra aboutir (pas de terminaison). Le rectangle délimitant la zone d'air sera fixé à la température de 25°C (=298,15 K).

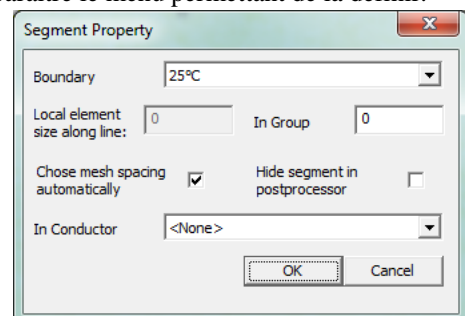
Attention, le logiciel comprend 298.15 et non 298,15.

Le menu Properties/Boundary permet l'accès au menu :



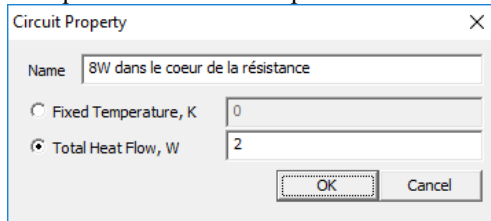
Convection naturelle

Sélectionner l'icône  (trait ou arc) et effectuer un clic droit sur tous les segments devant recevoir la condition aux limites. Puis l'appuie sur la barre espace fait apparaître le menu permettant de la définir.

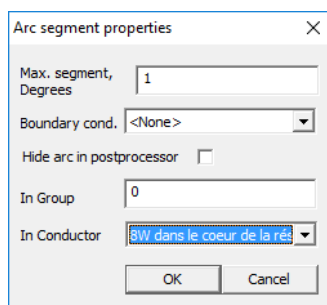
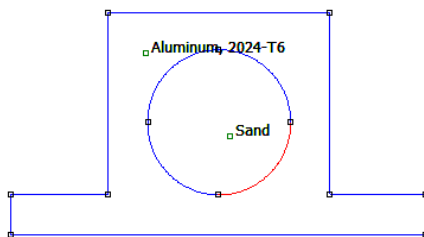


Maintenant, il faut définir le flux d'énergie qui apparaîtra au cœur de la résistance. Le menu Propriétés/Conducteurs permet d'accéder au choix de la source d'énergie.

On va réaliser une simulation pour $P_d=8W$ à dissiper. Soit pour un segment ($W=P_d/4$) afin de simuler que les 8W s'ont dissipée sur le cercle.



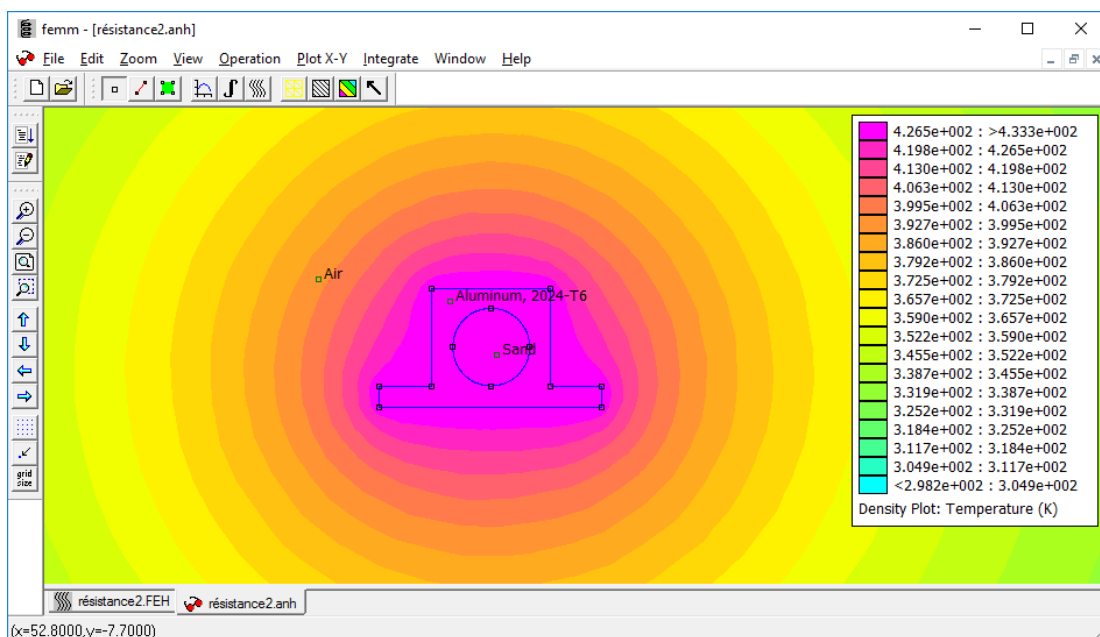
Sélectionner les deux limites comme indiqué ci-dessous et appuyer sur la barre espace pour appliquer l'énergie.



3.4. Post processeur

Lancer la simulation en cliquant sur les icônes l'un

après l'autre :



4. Exemple de script LUA

```

1  -- Creation d'une série de simulation
2  -- afin de voir l'évolution de la température
3  -- en fonction de la puissance à dissiper
4  open("Resistor_0.feh");
5  hi_analyze(0); -- 0=Fenêtre complète      1=Fenêtre réduite
6  hi_close();
7
8  -- Chargement du premier fichier Resistor_0.feh
9  -- La différence avec le suivant
10 -- c'est les conditions de conduction soit Pd
11 open("Resistor_1.feh");
12 i=0;
13 for n=0,2,0.1 do
14   hi_probdef("centimeters","planar",1.e-8,19,30,
15             "Resistor_".i.."anh",0);
16 -- Modification de la puissance de 0 à 2W avec un pas de 0.1
17   hi_modifyconductorprop("Coeur_Resistance",2,n);
18 --Sauvegarde de chacune des simulations
19   hi_saveas("Resistor_".i.."feh");
20 --Lance la simulation
21   hi_analyze();
22
23   -- Save a screenshot of each solution so that they
24   -- can be strung together into a movie
25   hi_loadsolution();
26   --ho showdensityplot(legend,gscale,type,upper,lower)
27   ho_showdensityplot(1,0,0,494,298,0);
28   ho_savebitmap("Resistor_".i.."bmp");
29   ho_close();
30   i=i+1;
31 end
32 hi_close();

```

Ce script va générer un ensemble d'images au format bmp. Il suffit après de les assembler pour former une animation.

La programmation de ce type de script LUA est utilisé par exemple en simulation de problème magnétique pour voir les évolutions des lignes de champs. Ce langage est simple et il ne faut pas avoir peur de se lancer.

Voilà, j'espère que cette petite introduction vous aura été utile, car les exemples en thermique avec ce logiciel ne sont pas légions.



**Les transformateurs électriques :
Fonctionnement, mise en œuvre et exploitation**

Michel Lambert

Collection : *Technique et Ingénierie,*

Dunod

Les transformateurs sont des éléments essentiels des réseaux d'énergie électrique à haute tension. Ils participent à la recherche de l'efficacité énergétique et à la sûreté d'approvisionnement.

Le but de cet ouvrage est de mettre en perspective les rôles des transformateurs dans les réseaux publics et industriels. Il précise leurs conditions de mise en œuvre et d'exploitation ainsi que leur impact sur les systèmes électriques déséquilibrés et sur le fonctionnement des plans de protection.

Il est dédié aux ingénieurs et techniciens impliqués dans la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique à haute tension. Il sera également utile aux enseignants et aux étudiants en génie électrique.

Points forts :

Un contenu issu de l'expérience de l'auteur sur le terrain.

Des exemples pratiques.

Une lecture facilitée par 199 figures et 60 tableaux.

Des recommandations pour la mise en œuvre des transformateurs.

Des compléments d'information concernant les spécifications.



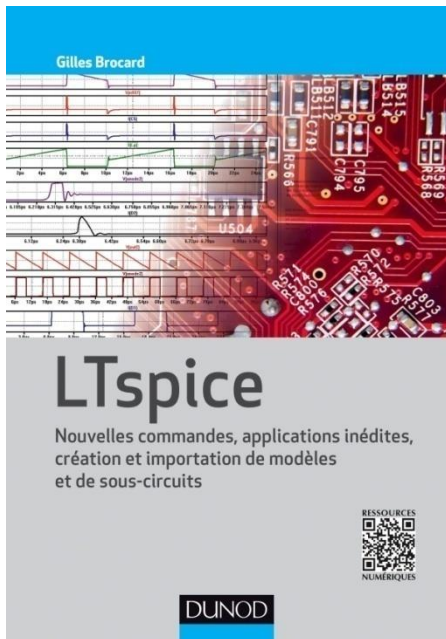
Génie électrotechnique

Ouvrage dirigé par : F. Warne

Collection : *Technique et Ingénierie,*

Dunod

Cet ouvrage couvre l'ensemble de l'électrotechnique en un volume. Après quelques rappels des notions de base, il présente un large panorama des dispositifs classiques de l'électrotechnique (moteurs, transformateurs, fusibles...), mais aussi des éléments plus rares mais non moins utiles comme des notions sur les batteries, l'usage des dispositifs électriques en atmosphère explosive ou sur les règles de sécurité. Chaque chapitre a été rédigé par un spécialiste du domaine, professeur d'université ou plus souvent professionnel du secteur. L'illustration est soignée : nombreux schémas techniques, photographies peu courantes d'installations industrielles.



LTspice

Nouvelles commandes, applications inédites, création et importation de modèles et sous-circuits

Gilles Brocard

Collection : *Technique et Ingénierie,*

Dunod

Cet ouvrage est conçu pour ceux qui souhaitent se perfectionner dans la connaissance de LTspice, découvrir les nouvelles commandes apparues récemment et tirer le meilleur parti des évolutions apportées aux commandes existantes.

Il s'adresse aux utilisateurs de LTspice, aux designers, ingénieurs ou techniciens, ainsi qu'aux élèves ingénieurs et étudiants en électronique.

*Il complète un premier volume du même auteur paru en 2011 sous le titre *Le simulateur LTspice IV*.*

Avec, 3,6 millions d'utilisateurs dans le monde, LTspice, est aujourd'hui le simulateur professionnel le plus utilisé.

Points forts

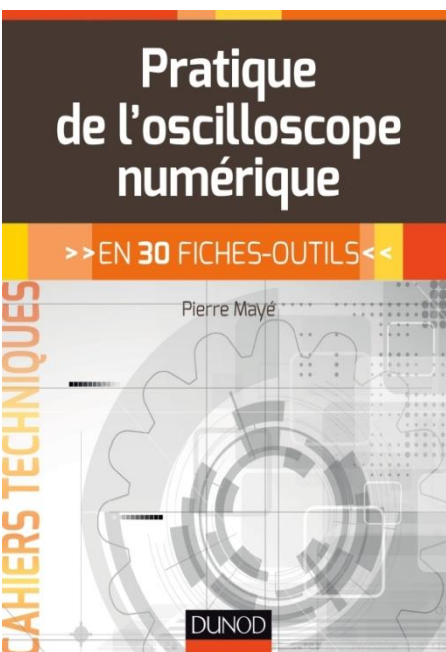
Les commandes cachées, améliorées ou nouvelles.

Les nouvelles astuces et les méthodes statistiques.

Une lecture facilitée, illustrée de 540 figures et 40 tableaux synthétiques.

Des réponses détaillées aux questions recueillies au cours des sessions de formation LTspice.

Un index exhaustif de 1 500 entrées.



Pratique de l'oscilloscope numérique en 30 fiches-outils

Pierre Mayé

Collection : *Cahiers Techniques, Dunod*

Aujourd'hui les oscilloscopes numériques sont des appareils de mesure très répandus que ce soit en laboratoire ou sur le terrain du fait de leur encombrement réduit.

Cet ouvrage présente les différents savoir-faire nécessaires pour se servir efficacement d'un oscilloscope numérique quel que soit le modèle utilisé.

Construit en 30 fiches-outils, le contenu de cet ouvrage est accessible à tout utilisateur possédant quelques notions de base en génie électrique.

Le mode d'emploi de l'oscilloscope numérique est détaillé, ainsi que la description des principales mesures et visualisations qu'il est possible de réaliser.

De nombreux exemples, puisés dans des domaines d'application variés, permettent au lecteur de mettre en pratique ses connaissances.



Mécatronique

Cours avec
exercices corrigés



DUNOD

Mécatronique

Cours avec exercices corrigés

Lionel Birglen

Collection : Sciences Sup,

Dunod

Cet ouvrage décrit le fonctionnement des systèmes mécatroniques qui combinent mécanique, électronique et informatique. La première partie rassemble les notions d'électronique et de traitement du signal qui sont nécessaires à la compréhension générale de cette discipline. La deuxième partie porte sur les capteurs et sur leur rôle dans la chaîne de commandes. Tous les chapitres comportent des exercices corrigés.

Cet ouvrage s'adresse principalement aux étudiants des licences orientées sciences de l'ingénieur ou électronique, à ceux des IUT (GMP, GEII, Mesures physiques...) et aux élèves des écoles d'ingénieurs.

La mécatronique est un domaine dont le développement est lié à l'arrivée massive de l'électronique dans les produits de tous les jours comme dans les outils industriels sophistiqués. Elle requiert un champ de compétences qui couvre de nombreux domaines.

L'objectif de cet ouvrage est de rassembler toutes les connaissances de base en mécatronique. Il est construit en cinq parties :

- Introduction générale à la mécatronique,
- L'électronique et le traitement du signal,
- Les capteurs,
- Les actionneurs,
- Les microprocesseurs, microcontrôleurs et DSP.

Le cours est complété par 30 exercices, tous corrigés en détail.



Les LED pour l'éclairage ; Fonctionnement et performances

Laurent Massol

Collection : Technique et Ingénierie,

Dunod

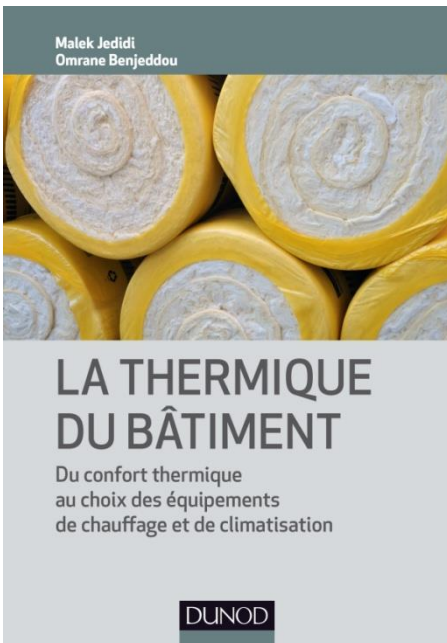
La révolution de l'éclairage est en route et elle passe par les LED.

Cet ouvrage vous expliquera tout ce qu'il faut savoir sur ce sujet, depuis les principes électroniques élémentaires jusqu'aux performances des composants les plus récents.

Les évolutions des technologies LED en cours, les problématiques de leur intégration dans une application d'éclairage et les stratégies des acteurs de ce marché en forte croissance sont également expliquées en détail.

Ingénieurs en bureaux d'étude, responsables produit, responsables marketing... trouveront dans ce livre toutes les informations utiles sur les LED pour réaliser les meilleurs choix technico-économiques et définir les orientations de leurs futurs produits d'éclairage.

Cette 2e édition mise à jour fait le point sur les évolutions les plus récentes et les perspectives dans le domaine des LED.



La thermique du bâtiment

Du confort thermique au choix des équipements de chauffage et de climatisation

Malek Jedidi, Omrane Benjeddou

Collection : Technique et Ingénierie,

Dunod

Cet ouvrage dresse un panorama complet de la thermique du bâtiment. Il expose l'ensemble des notions fondamentales de base régissant les transferts de chaleur (conduction, convection, rayonnement) qui permettent la gestion de la facture énergétique d'un bâtiment.

Sont également détaillés les différents aspects technologiques et fonctionnels des équipements utilisés dans le domaine, l'étude des structures (déperditions, ponts thermiques, etc.) ou encore les matériaux d'isolation.

Véritable outil pratique et opérationnel, cet ouvrage est destiné à tout ingénieur ou technicien chargé de réaliser le confort thermique des bâtiments en adoptant les techniques et les systèmes de chauffage et de climatisation adéquats.

Points forts :

Un panorama complet de la thermique du bâtiment.

Un contenu clair et précis augmenté de cas pratiques détaillés.

Des outils de détermination des paramètres types.



Automatique

**Systèmes linéaires, non linéaires,
à temps continu, à temps discret,
représentation d'état,
événements discrets**

3^e édition

Cours avec exercices
et problèmes corrigés

IUT
Licence, Master
Écoles d'ingénieurs

DUNOD

Automatique

Systèmes linéaires, non linéaires, à temps continu, à temps discret, représentation d'états...

Yves Granjon

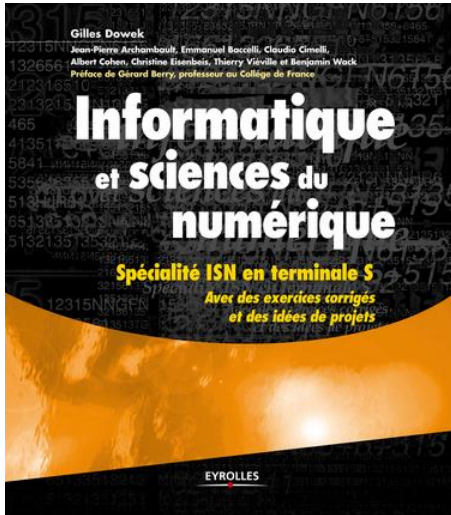
Collection : Sciences Sup,

Dunod

Cet ouvrage très didactique part des systèmes linéaires pour arriver aux aspects les plus complexes de l'automatique. Les notions fondamentales sont illustrées par de nombreux exemples et applications. Chaque chapitre se termine par une série d'exercices corrigés. Il utilise pour les applications les logiciels LabView, Mathematica et MatLab.

Cet ouvrage s'adresse principalement aux étudiants en licences et masters EEA, ainsi qu'aux élèves des écoles d'ingénieurs. Grâce à son approche didactique il est tout à fait accessible aux élèves de classes préparatoires et d'IUT.

Véritable référence dans le domaine de l'automatique, cet ouvrage aborde l'ensemble des notions les plus couramment enseignées : automatique des systèmes linéaires, des systèmes non linéaires, des systèmes continus ou à temps discret, représentation d'état, événements discrets... Il constitue un outil précieux pour l'étudiant désireux d'acquérir la maîtrise globale de la discipline.



Informatique et sciences du numérique

Gilles Dowek , Jean-Pierre Archambault , Emmanuel Baccelli , Claudio Cimelli , Albert Cohen , Christine Eisenbeis , Thierry Viéville , Benjamin Wack

Eyrolles

Voici le premier manuel pour l'enseignement de spécialité "Informatique et sciences du numérique" pour les élèves de Terminale S.

Avec :

- une table des matières en quatre parties qui reprennent les grands thèmes du programme : langages et programmation, informations, machines, algorithmes,
- des chapitres essentiels et avancés dans chacune de ces parties,
- des exercices de niveau facile ou plus difficile, corrigés lorsque cela est nécessaire,
- une large place accordée aux activités pratiques,
- des ouvertures sur un certain nombre de questions de société liées au développement du monde numérique,
- des idées de projets (l'épreuve du bac étant centrée autour de l'évaluation des projets des élèves),
- des témoignages de jeunes informaticiens,

il permettra aux élèves d'aborder cette discipline avec plaisir et curiosité.



Construisez votre machine CNC

Patrice Oguic

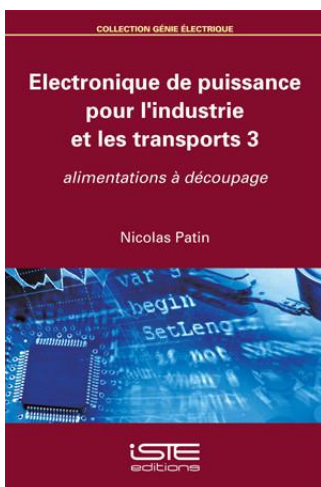
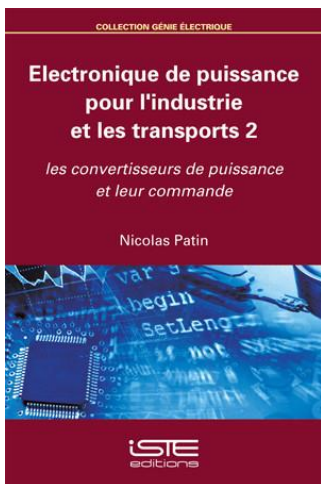
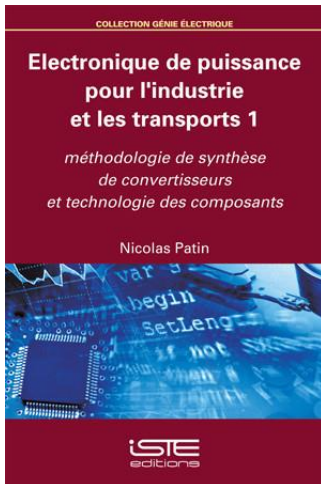
DUNOD

Une machine-outil à contrôle numérique, ou machine CNC (Computer Numerical Control) fonctionne en déplaçant un outil de coupe selon trois axes. Elle permet ainsi, avec un fonctionnement comparable à celui d'une imprimante 3D, d'usiner n'importe quelle pièce sauf que dans ce cas la matière est enlevée alors qu'avec l'imprimante 3D elle est ajoutée.

Ces machines permettent notamment la gravure et le perçage de circuits imprimés, la réalisation de petites pièces mécaniques, le traçage et le découpage de pièces pour modèles réduits.

Cet ouvrage est un guide pas à pas pour construire soi-même sa propre machine CNC avec une surface utile d'environ 48 x 15 centimètres. Cette machine sera capable d'usiner des plastiques, du bois, de l'aluminium.

Elle pourra être pilotée par divers logiciels open source à partir d'un PC sous Linux ou Windows. Ces logiciels permettent d'envoyer les commandes de déplacement de l'outil de coupe à partir d'un fichier graphique généré par un logiciel de dessin



Electronique de puissance pour l'industrie et les transports

Nicolas Patin, université de technologie de Compiègne

ISTE Editions

L'électronique de puissance se fonde sur le fonctionnement en régime de commutation des composants semi-conducteurs. Sur cette base, les notions de nature (tension ou courant) et de réversibilité des sources à interconnecter permettent d'appliquer une méthodologie de synthèse des diverses familles de convertisseurs.

Electronique de puissance pour l'industrie et les transports 1 :

Cet ouvrage s'intéresse à l'importance du packaging, en explicitant la représentation électrique équivalente des modèles thermiques des composants ainsi que les technologies de refroidissement disponibles pour l'électronique de manière générale. L'aspect modélisation y est présent, au même titre que les différents aspects technologiques, utiles à l'ingénieur concepteur d'un convertisseur électronique de puissance soucieux d'obtenir des performances et une fiabilité satisfaisantes.

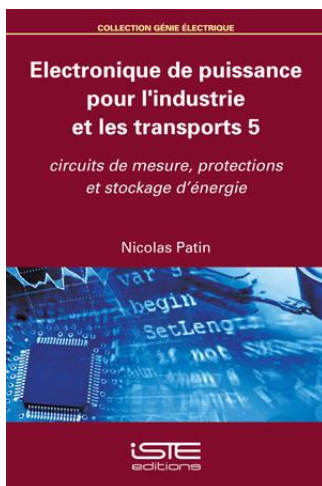
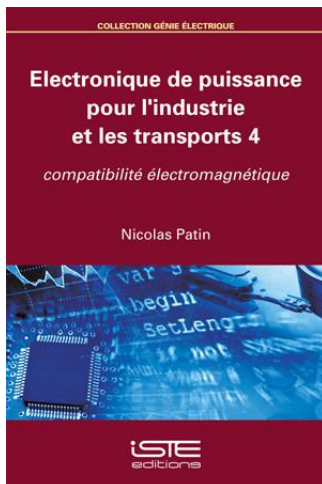
Electronique de puissance pour l'industrie et les transports 2 :

Cet ouvrage dresse un panorama complet des convertisseurs électroniques de puissance (DC/DC, DC/AC, AC/DC et AC/AC) utilisés classiquement dans les applications industrielles et de transport, plus spécifiquement pour l'alimentation de machines électriques à vitesse variable. Dans une optique de conception et de dimensionnement, ce livre présente les différentes fonctions rencontrées en électronique de puissance de manière modulaire.

Des thèmes moins classiques tels les convertisseurs matriciels et les convertisseurs multiniveaux sont traités. Electronique de puissance pour l'industrie et les transports 2 propose également une étude de cas de conception d'un variateur industriel qui constitue une synthèse (à l'exception de la conversion AC/AC directe) des sujets étudiés, avec notamment le dimensionnement des composants passifs associés (comme les condensateurs de découplage du bus continu).

Electronique de puissance pour l'industrie et les transports 3 :

Cet ouvrage propose une étude de cas d'une alimentation isolée Flyback dont la conception complète est présentée : les composants actifs et passifs sont dimensionnés sur la base du cahier des charges fixé initialement. Une attention particulière est portée aux condensateurs de sortie du convertisseur et à l'ensemble des organes environnants.



Electronique de puissance pour l'industrie et les transports 4

Cet ouvrage se consacre à la compatibilité électromagnétique. Il présente les sources de perturbation et le signal en créneaux, modélisation spectrale de la perturbation générique. Les mécanismes de propagation des perturbations dites « à constantes localisées », par des couplages tels qu'une impédance commune, une capacité parasite ou une mutuelle, et « à constantes réparties », pour lesquelles le caractère spatio-temporel doit être pris en compte, sont également traités.

Cet ouvrage propose également des éléments d'analyse spectrale qui contiennent entre autres l'inégalité de Heisenberg-Gabor, très utile pour la compréhension de l'étalement spectral des signaux de type MLI.

Electronique de puissance pour l'industrie et les transports 5 :

Cet ouvrage présente un panorama des solutions actuelles en matière de circuits de mesure, de protections et de stockage d'énergie. Il propose également une ouverture sur le calcul d'incertitude qui s'avère utile pour caractériser les performances d'une chaîne d'acquisition de mesures.

15 ans d'archives 3EI en DVD

La SEE vous propose d'acquérir le DVD « archives » 3EI regroupant tous les articles des numéros 0 à 59, de mai 1994 à décembre 2009, sous forme numérique (PDF scannés/ vectoriels).

Pour toute commande merci de remplir le bulletin joint ci-dessous et de l'envoyer à l'adresse indiquée :



BON DE COMMANDE

Raison Sociale :
 Adresse :
 Ville :
 Tel. :
 E-mail :

Nom du contact : M/Mme
 Pays :
 Fax :

	France et pays de l'Union Européenne	Hors Union Européenne
Tarif individuel	60 €	70 €
Tarif collectivité (CDI, laboratoires...)	100 €	110 €

MONTANT TOTAL DE LA COMMANDE :€ HT soit€ TTC (TVA 20%).

REGLEMENT:

- Par chèque bancaire à l'ordre de la « SEE »
- Par virement bancaire :
BNP Paribas, Paris Associations (02837)

RIB: 30004 00274 00010336242 58
IBAN: FR76 3000 4002 7400 0103 3624 258
BIC: BNPAFRPPAA

Date, Lieu

Cachet, Signature
 (Précédés de la mention "lu et approuvé")

Contact : Aurélie BAZOT
 Tél : 01.56.90.37.17 – aurelie.bazot@see.asso.fr



