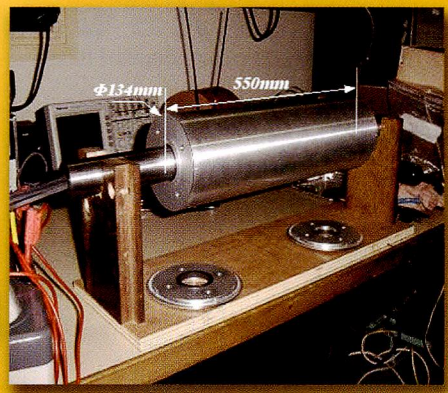
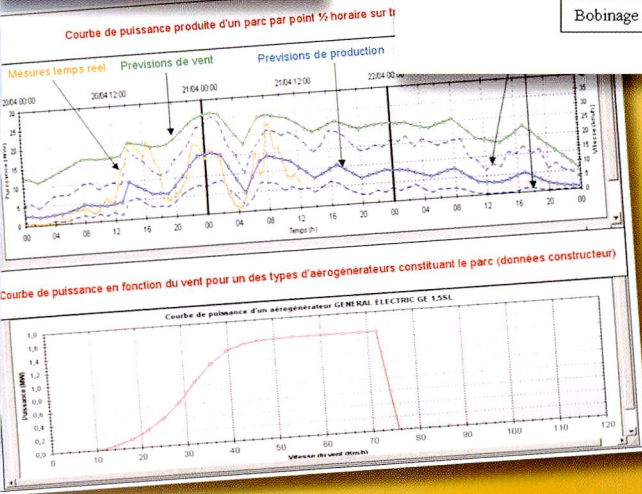
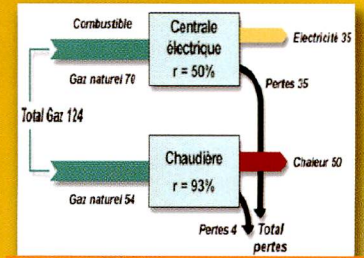
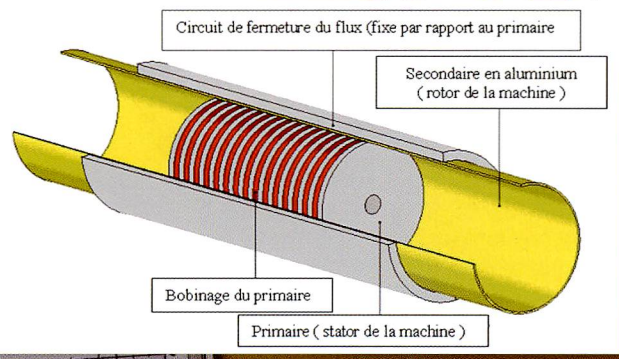
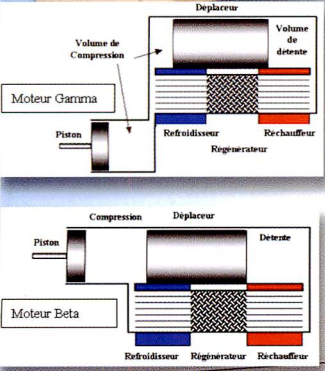
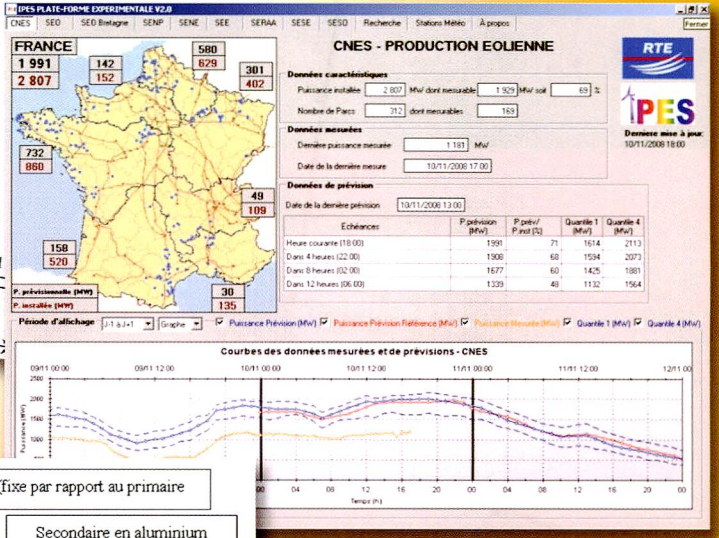
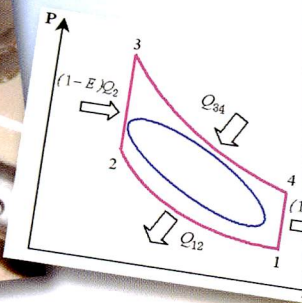
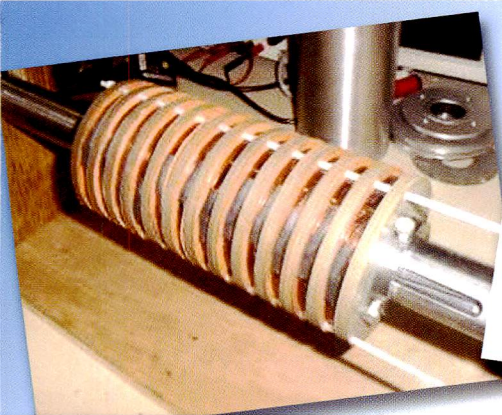


La Revue SEE



La cogénération

Publication trimestrielle du Cercle Thématique 13.01 de la SEE

ENSEIGNER L'ELECTROTECHNIQUE ET L'ÉLECTRONIQUE INDUSTRIELLE



Société de l'Electricité, de l'Electronique et des Technologies de l'Information et de la Communication

N° 57 - Juin 2009



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

17, rue Hamelin, PARIS 75 783 CEDEX 16
Tel : 01 56 90 37 00 Fax : 01 56 90 37 19
site web : www.see.asso.fr

La Revue 3EI

publication trimestrielle
du Cercle Thématique 13-01
de la SEE

SEE, association reconnue d'utilité publique par le décret du 7 décembre 1886
Siret 785 393 232 00026, APE 731 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 Hamelin 75 783 PARIS CEDEX 16</p> <p>Directeur de la publication Alain BRAVO Président de la SEE</p> <p>Rédactrice en Chef Marie Michèle LE BIHAN</p> <p>Adresser les propositions d'article à F. Boucher : revue3ei.art@voila.fr</p> <p>Communication Micheline BERTAUX communication@see.asso.fr 01 56 90 37 17 publicité au rapport</p> <p>Abonnement (4 numéros par an) déc. 2008, mars, juin, sept. 2009. tarifs TTC : <u>Individuel</u> : France et CEE.....36 € Pays hors CEE.....46 € <u>Collectivités</u> France et CEE.....52 € Pays hors CEE.....65 €</p> <p>Réalisation et impression Repro-Systèmes 23, rue de Verdun 77 181 Le Pin</p> <p>Routage et Expédition Départ Presse ZI les Richardets 93 966 Noisy le Grand</p> <p>Dépôt Légal : Juin 2009</p> <p>Commission Paritaire 1212 G 78028 ISSN 1252-770X</p>	<p style="text-align: right;">Sommaire du n°57</p> <p style="text-align: center;">Thème : La cogénération</p> <p>p. 2 Éditorial,</p> <p>p. 3 Publications, Informations,</p> <p>p. 4 Thermodynamique des moteurs thermiques P. PODEVIN CNAM, Conservatoire National des Arts et Métiers PARIS</p> <p>p. 9 Thermodynamique des moteurs Stirling P. NIKA, F. LANZETTA Institut FEMTO-ST, CNRS UMR 6174 BELFORT</p> <p>p. 18 Les micro et mini-cogénérations : solutions et spécificités C. PERILHON⁽¹⁾, L. PREVOND⁽²⁾, P. NIKA⁽³⁾ ⁽¹⁾⁽²⁾ CNAM PARIS ⁽³⁾ Institut FEMTO-ST, CNRS UMR 6174 BELFORT</p> <p>p. 26 Micro-cogénération, présentation d'un système de structure innovante : Moteur thermique Stirling "double effet" et MAS linéaire. T T DANG, P. FRANÇOIS, L. PREVOND SATIE CNAM ENS-CACHAN</p> <p>p. 33 La micro-cogénération en accompagnement de l'évolution des besoins énergétiques des bâtiments R. CONTREAU, C E. HUBERT GDF SUEZ</p> <p>p. 36 Dimensionnement et protection électrique d'une centrale de cogénération G. BEAUFILS Institut d'Electronique du Sud. Université Montpellier 2</p> <p style="text-align: center;">Hors thème</p> <p>p. 46 Modélisation et commande d'une éolienne équipée d'une génératrice asynchrone. Réalisation d'un simulateur pédagogique sous Psim JM ROUSSEL, P REBEIX, T AUBRY IUT de l'Indre, CHATEAUROUX</p> <p>p. 53 Impact du développement de la production éolienne sur l'exploitation du Système Electrique français J.P. GONOT RTE Directeur du Projet IPES, LA DEFENSE CEDEX</p> <p>p. 58 Modèles électriques des composants de l'électronique de puissance – Caractérisation et extraction des paramètres N. ROUX, H. SCHNEIDER ENSEEIHT - INP TOULOUSE</p> <p>p. 65 Optimisation du rendement d'un moteur asynchrone entraînant à vitesse variable une charge à couple quadratique E. PIECOURT Lycée Gaston Monnerville CAHORS</p> <p>p. 74 Conception de moteurs électriques pour améliorer le recyclage des automobiles P. VIDAL, J.C. VANNIER SUPELEC, GIF SUR YVETTE</p>
--	---

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'oeuvre 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).

Et voici pour nos réflexions d'été, un numéro sur le thème de la **cogénération**. Nous remercions vivement **Laurent Prévond** qui a orchestré une grande partie de la rédaction des articles liés à ce thème, ainsi que tous les auteurs d'articles qui nous ont bénéficié de leurs connaissances et de leur expérience dans ce domaine. Merci également à **Hamid Ben Ahmed** qui en a été l'instigateur.

Pour ne pas laisser le lecteur sur le sujet de la pile à combustible, et pour appliquer le principe de la piqure de rappel, nous avons programmé la parution des deux articles encore disponibles sur la pile à combustible (exercice et cours sur les fondamentaux de thermodynamique nécessaires à l'étude de la pile à combustible) au mois de Décembre 2009.

Le numéro académique de Septembre des académies d'**Aix Marseille**, **Nice** et **Corse** se prépare activement et promet une grande richesse.

Pour l'année à venir, Décembre 2009 à Septembre 2010, notre réflexion s'est portée sur les thèmes de

- **L'énergie des mers**
- **Les Standards des bus de communication**

Si vous avez des idées ou des souhaits à ce sujet ou plus généralement, vous pouvez nous faire parvenir vos idées, vos réactions, vos suggestions à l'adresse e-mail revue3ei.cour@voila.fr

Nous remercions les auteurs d'articles spontanés qui sont toujours de grande qualité. Continuez à nous envoyer des articles pédagogiques : fiches de TP, TD, cours... Nous sommes toujours très intéressés par des articles présentant des études de systèmes avec une approche pluridisciplinaire et nous serons heureux de recevoir vos articles que vous aurez déposés dans la boîte aux lettres dont l'adresse e-mail est revue3ei.art@voila.fr.

Nous sollicitons également la participation des amoureux de l'Histoire des Sciences. Les articles permettant d'alimenter cette rubrique sont les bienvenus.

Pour que cette revue qui contribue à la transmission des connaissances puisse continuer de paraître, nous avons toujours besoin de votre aide. Nous comptons sur vous pour saisir toutes les occasions pour faire connaître et faire vivre notre revue. Une attention particulière doit être portée à l'information en direction des jeunes collègues que nous souhaiterions voir abonnés en plus grand nombre.

Bonne lecture.

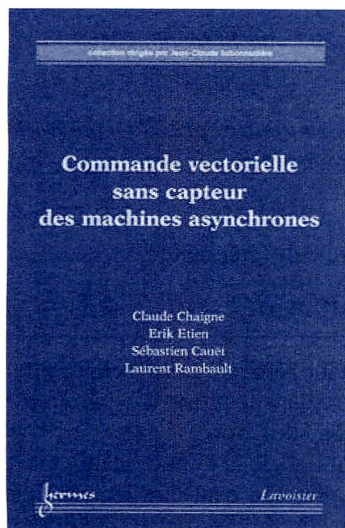
Le Comité de Publication de la Revue3EI

La Revue 3EI

Comité de publication

Hamid BEN AHMED
Jean BONAL
François BOUCHER
Jean FAUCHER
Gilles FELD
Jean-Philippe ILARY
Chérif LAROUCI
Marie Michèle LE BIHAN
Franck LE GALL
Pascal LOOS
Claude OBERLIN
Oviglio SALA
Jean-François SERGENT
Jean-Claude VANNIER
Pierre VIDAL

***Lire la revue 3EI c'est bien et même très bien,
Lire la revue 3EI en étant abonné c'est encore mieux !!!!***



Commande vectorielle sans capteur des machines asynchrones

CHAIGNE C., ETIEN E., CAUËT S., RAMBAULT L.

Hermes Science Publications, Lavoisier

La commande vectorielle d'une machine asynchrone est une technique désormais arrivée à maturité. Cependant, les variateurs de vitesse industriels intègrent de nouvelles contraintes comme l'asservissement de vitesse sans codeur incrémental.

Il est alors nécessaire d'avoir recours à des techniques d'observation au sens de l'automatique pour estimer la vitesse à partir des informations recueillies par la mesure des courants statoriques. Ainsi, on s'aperçoit que les disciplines de l'automatique et de l'électrotechnique se mêlent étroitement pour répondre à des exigences de plus en plus élevées. L'ouvrage est présenté sous forme d'exercices dont les solutions sont souvent très détaillées. Il s'adresse principalement à des élèves ingénieurs de la spécialité ou à des doctorants qui abordent le thème de la commande des machines.



Mise en œuvre des composants électroniques de puissance

PERRET Robert

Hermes Science

Cet ouvrage fait partie du traité EGEM, comporte deux tomes. Le tome I : Interrupteurs électroniques de puissance (Hermès, Avril 2003) fait le bilan des interrupteurs modernes (IGBT, MOSFET, Diodes) et ouvre des perspectives sur les composants en carbure de Silicium. Le présent livre, intitulé Mise en œuvre des composants de puissance constitue le second tome. Il traite des principales parties constituant l'environnement des puces de puissance. Le premier chapitre est consacré à un composant passif essentiel pour les convertisseurs statiques : les condensateurs. Les auteurs sont Abderrahmane Beroual, Sophie Guillemet, Charles Joubert et Thierry Lebey. L'électronique de puissance doit utiliser une connectique permettant la circulation de courants importants et présentant une inductance parasite la plus faible possible, une modélisation permettant un bon design de cette connectique est décrite par Edith Clavel, James Roudet et Jean-Luc Schanen dans le second chapitre. Le fonctionnement des convertisseurs est souvent expliqué à partir de la notion de cellule de commutation définie par Henri Foch dans les années 80. La bonne compréhension de son fonctionnement et sa modélisation fine constituent le troisième chapitre écrit par James Roudet et Jean-Luc Schanen. Dans le 4e chapitre, ce sont les aspects thermiques liés à l'utilisation des composants électroniques de puissance qui sont évoqués par Jean-Marie Dorkel, Corinne et Robert Perret. Les principaux problèmes liés au refroidissement, ainsi que des exemples de modélisation sont décrits. Enfin, dans le 5e chapitre, Marie Breil, Patrick Austin, Jean-Christophe Crébier, Jean-Louis Sanchez et Christian Schaeffer montrent tout l'intérêt de l'intégration sur silicium pour les modules d'électronique de puissance.

Thermodynamique des moteurs thermiques

Pierre PODEVIN

CNAM, Conservatoire National des Arts et Métiers, chaire de turbomachines, 292, rue St Martin 75141 Paris, pierre.podevin@cnam.fr

Résumé : ce texte est un préambule aux différents articles de ce numéro spécial cogénération, il apporte aux lecteurs les bases de la thermodynamique adaptée aux moteurs thermiques.

1 - NOTIONS DE THERMODYNAMIQUE

1-1 PREMIER PRINCIPE DE LA THERMODYNAMIQUE

Expérimentalement, Joule a montré l'équivalence des énergies mécaniques W et calorifiques Q et que : *lorsqu'un système subit un cycle de transformations, la somme algébrique des énergies mécaniques et calorifiques fournies par le milieu extérieur au système est nulle : $W + Q = 0$*

Le premier principe postule que pour tout système thermodynamique fermé décrivant un cycle (état initial = état final) :

$$W + Q = 0$$

Cette équation ne se limite pas à la mise en jeu d'énergies mécaniques et calorifiques. Ce postulat dont le résultat n'a jamais été démontré n'a jamais été mis en défaut.

En considérant maintenant, une transformation qui fasse évoluer un système d'un état thermodynamique initial (i) à un état final (f), il est aisé de démontrer que la variation d'énergie totale ΔE pour aller de l'état i à f est indépendante du chemin suivi :

La fonction d'état énergie E représente toute l'énergie du système thermodynamique dans un état thermodynamique donné. Cette énergie peut être décomposée en deux parties :

- l'énergie cinétique, E_c , correspond au déplacement macroscopique des éléments du système thermodynamique.
- l'énergie interne U qui regroupe toutes les autres formes d'énergies.

Le premier principe de la thermodynamique s'exprime alors :

$$W + Q = \Delta U + \Delta E_c$$

soit sous forme différentielle :

$$\delta W + \delta Q = dU + dE_c$$

dU et dE_c sont des différentielles exactes (U et E_c ne dépendent pas du chemin suivi), ce que ne sont ni ΔQ ni ΔW .

En général, le premier principe est exprimé sous la forme suivante :

$$W + Q = \Delta U + \Delta E_c + \Delta E_p$$

soit sous forme différentielle :

$$\delta W + \delta Q = dU + dE_c + dE_p$$

E_p représentant l'énergie potentielle. Cette énergie étant déjà comprise dans le terme W , qui représente le travail dû à l'action des forces extérieures, il n'y a pas normalement lieu de la rajouter dans cette équation.

Le premier principe peut être exprimé par la loi de la conservation et de la transformation de l'énergie : L'énergie ne se perd pas et ne se crée pas, elle ne fait que passer d'une forme à une autre dans les diverses transformations physiques et chimiques.

1-2 GAZ PARFAIT

Un gaz parfait est un gaz hypothétique qui obéit à l'équation d'état :

$$pV = nRT$$

p : pression en Pa

V : volume en m^3

n : nombre de moles en mol

R : constante molaire des gaz

$R = 8,31441 \text{ J/mol.K}$

T : température en K

Dans le cas des moteurs, cette relation est utilisée sous la forme :

$$pV = mrT \quad \text{avec} \quad r = \frac{R}{M}$$

M : masse molaire en kg/mol $r \sim 287 \text{ J/kg.K}$ pour l'air

La fonction d'état U et la fonction enthalpie définie par $H = U + pV$ prennent, pour un gaz parfait, la forme suivante :

$dU = m c_v dT$ c_v : capacité thermique massique à volume constant (J/kg.K)

$dH = m c_p dT$ c_p : capacité thermique massique à pression constante (J/kg.K)

c_v , c_p sont, pour un gaz parfait, fonction de la température. Dans le cas de l'étude théorique des moteurs, le gaz est souvent considéré comme idéal parfait : c_v , c_p sont alors des constantes. Dans ce cas, il peut être écrit :

$$\Delta U = m c_v \Delta T$$

$$\Delta H = m c_p \Delta T$$



1-3 APPLICATION DU PREMIER PRINCIPE AU MOTEUR THERMIQUE

Dans le cas de l'étude théorique des cycles des moteurs thermiques, on peut considérer que le système :

- est fermé (pas d'échange de matière avec l'extérieur)
- le fluide est au repos à l'état initial ($E_{ci} = 0$)
- le fluide est au repos à l'état final ($E_{cf} = 0$)
- les travaux des forces extérieures sont dus uniquement à l'action de la force agissant sur le piston (forces de frottement, action de la pesanteur, etc., sont négligeables) : $\delta W = -pdV$.

Le premier principe prend alors la forme simplifiée suivante :

$$\boxed{W + Q = \Delta U} \text{ soit } \boxed{\delta W + \delta Q = dU}$$

Dans le cas d'une évolution adiabatique réversible d'un gaz parfait ($Q = 0$, pas d'échange de chaleur avec l'extérieur), il est établi à partir du premier principe et en utilisant la relation de Mayer ($c_p - c_v = r$) :

$$\boxed{pV^\gamma = Cte} \text{ avec : } \gamma = \frac{c_p}{c_v}$$

Pour un gaz idéal parfait, le bilan d'énergie pour les transformations usuelles est résumé dans le tableau ci-dessous :

Evolution	Loi	W	Q	ΔU
Isotherme $T = Cte$	$pV = Cte$	$-p_i V_i \ln(V_f/V_i) + p_f V_f \ln(V_f/V_i)$	0	0
Isobare $p = Cte$	$V/T = Cte$	$-p_i (V_f - V_i)$	$m c_p (T_f - T_i)$	$m c_v (T_f - T_i)$
Isochore $V = Cte$	$T/p = Cte$	0	$m c_v (T_f - T_i)$	$m c_v (T_f - T_i)$
Adiabatique $Q = 0$	$pV^\gamma = Cte$	$m c_v (T_f - T_i)$	0	$m c_v (T_f - T_i)$

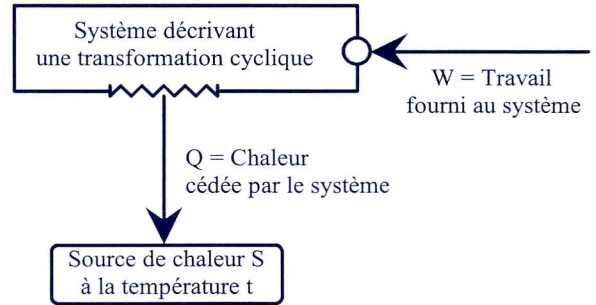
1-4 DEUXIEME PRINCIPE DE LA THERMODYNAMIQUE

Le premier principe de la thermodynamique établit entre les diverses formes d'énergie une équivalence quantitative. Il s'oppose ainsi au mouvement perpétuel dit de première espèce qui est basé sur l'idée de production illimitée de travail sans recevoir d'énergie. C'est un principe de conservation de l'énergie qui ne permet pas de déterminer la possibilité d'une transformation. Le deuxième principe, lui, permet de répondre à cette question ; c'est un principe d'évolution. Il peut s'exprimer à partir des postulats de Clausius ou de Kelvin (l'équivalence de ces postulats peut être démontrée) :

Postulat de Clausius : *Une quantité de chaleur ne peut jamais être transférée, sans dépense d'énergie, d'un corps froid à un corps chaud.*

Postulat de Kelvin (ou Thomson) : *A l'aide d'un système qui décrit une transformation cyclique et qui n'est en contact qu'avec une seule source de chaleur il est impossible de recueillir du travail.*

L'énoncé de Lord Kelvin indique que, pour un cycle monotherme, le système cède de la chaleur et reçoit du travail ce qui peut être traduit par le schéma suivant :



Par exemple, pour actionner une turbine hydraulique, il est nécessaire de disposer d'une chute (ou différence) de hauteur. De même, pour actionner un moteur thermique, il faut, de la même façon, disposer d'une différence de température, soit, par conséquent, de deux sources de chaleur et donc d'une machine ditherme.

1-5 CYCLE DITHERME – RENDEMENT DE CYCLE

Considérons le cycle ditherme, représenté ci-dessous. La machine fournit un travail W (machine motrice). Elle reçoit de la source chaude (S_1) la quantité de chaleur Q_1 et cède à la source froide (S_2) la quantité de chaleur Q_2 . L'application du premier principe conduit à :

$$W + Q_1 + Q_2 = 0$$

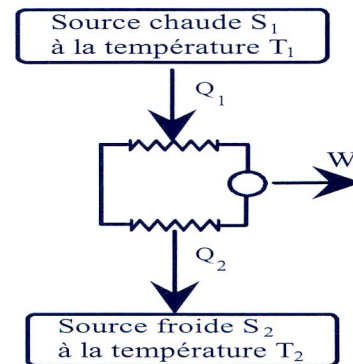
Selon les conventions habituelles de la thermodynamique :

$$W < 0 \quad Q_1 > 0 \quad Q_2 < 0$$

$$\text{d'où : } |W| = |Q_1 - |Q_2||$$

La performance d'une telle machine qui fournit du travail à l'extérieur, est caractérisée par son rendement :

$$\eta = -\frac{W}{Q_1} = 1 + \frac{Q_2}{Q_1}$$



Remarques :

- Le schéma précédent montre que pour produire le travail W, une quantité de chaleur Q_2 doit être rejetée à la source froide. Il est donc impossible de transformer intégralement de la chaleur en travail, alors qu'il est

possible de faire l'inverse (travail en chaleur). Le second principe établit en quelque sorte que la chaleur est une énergie de qualité inférieure.

- L'application du postulat de Kelvin permet de montrer qu'il est possible de transférer de la chaleur d'un corps froid à un corps chaud en utilisant un cycle ditherme. Il faudrait alors fournir du travail à la machine. C'est sur ce principe que fonctionnent les machines frigorifiques et les pompes à chaleur.

1-6 THEOREME DE CARNOT – CYCLE DE CARNOT

Le théorème de Carnot établi que :

Toutes transformations cycliques réversibles fonctionnant entre les mêmes sources ont le même rendement.

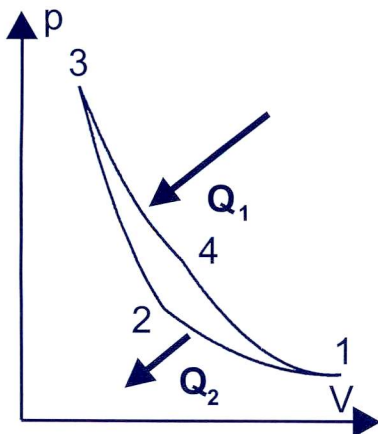
Ce résultat est tout à fait extraordinaire. Le même rendement est obtenu quel que soit l'agent moteur (eau, fréon, ammoniac, etc.) ou quelles que soient les machines utilisées (moteurs à pistons, turbomachines, etc.). Le rendement est uniquement fonction des deux sources elles-mêmes définies par leur propre température $\eta = f(T_1, T_2)$

Pour obtenir le rendement maximum d'une transformation cyclique ditherme, il faut évidemment que toutes les évolutions soient réversibles. Dire que le cycle est entièrement réversible au contact des deux sources S_1 et S_2 c'est admettre qu'il doit être sans frottement du point vu mécanique et que les transferts de chaleur s'effectuent à la température des sources. Il apparaît ici un concept de réversibilité d'ordre mécanique ajouté à une notion de réversibilité calorifique.

Toute transformation cyclique ditherme réversible comprend nécessairement deux évolutions isothermes réversibles le long desquelles s'effectuent les transferts de chaleur Q_1 et Q_2 et deux autres transformations réversibles qui s'intercalent entre les précédentes.

Si ces dernières sont des adiabatiques réversibles, la transformation est appelée cycle de Carnot.

Les évolutions de 2 à 3 et 4 à 1 étant adiabatiques, les quantités de chaleur sont uniquement échangées lors des phases isothermes.



La quantité de chaleur reçue par le système est :

$$Q_1 = Q_{3 \rightarrow 4} = p_3 V_3 \ln \left(\frac{V_4}{V_3} \right)$$

La quantité de chaleur cédée par le système est :

$$Q_2 = Q_{1 \rightarrow 2} = p_1 V_1 \ln \left(\frac{V_2}{V_1} \right)$$

Le rendement a pour expression :

$$\eta = \frac{-W}{Q_1} = 1 + \frac{Q_2}{Q_1} = 1 + \frac{p_1 V_1 \ln \left(\frac{V_2}{V_1} \right)}{p_3 V_3 \ln \left(\frac{V_4}{V_3} \right)}$$

Soit :

$$\eta = 1 + \frac{mr T_1 \ln \left(\frac{V_2}{V_1} \right)}{mr T_3 \ln \left(\frac{V_4}{V_3} \right)} \quad \text{et} \quad \frac{V_2}{V_1} = \frac{V_2 V_3}{V_3 V_1} = \frac{V_3}{V_1} \left(\frac{T_3}{T_2} \right)^{\frac{1}{\gamma-1}}$$

$$\frac{V_4}{V_3} = \frac{V_4 V_1}{V_1 V_3} = \frac{V_1}{V_3} \left(\frac{T_1}{T_4} \right)^{\frac{1}{\gamma-1}}$$

comme $T_3 = T_4$ et $T_2 = T_1$ $\frac{V_2}{V_1} = \frac{V_3}{V_4}$

d'où : $\eta = 1 - \frac{T_1}{T_3}$

Ce rendement correspond au rendement maximum que l'on peut espérer d'une machine cyclique ditherme fonctionnant entre deux sources de chaleur à T_1 et T_3 .

2 CYCLES THERMODYNAMIQUES

Des cycles théoriques sont associés au fonctionnement des machines réelles. Les principaux cycles sont pour les moteurs à combustion interne : le cycle Beau de Rochas et le cycle Diesel. Pour les moteurs à apport de chaleur externe ce sont les cycles de Stirling et d'Ericsson.

Nous décrirons brièvement ces cycles. Les équations qui régissent ces cycles peuvent être aisément établies à l'aide des relations du paragraphe 1-3 et figurent dans de nombreux ouvrages de thermodynamique.

2-1 CYCLES THEORIQUES

2-1-1 Cycle de Beau de Rochas

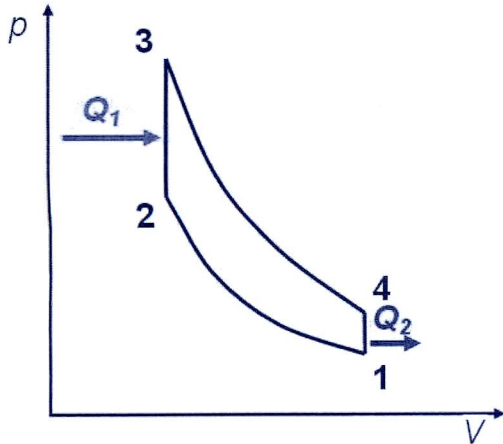
La paternité de ce cycle revient à Beau de Rochas, il est associé au moteur à allumage commandé. Il est couramment appelé cycle d'Otto, Otto, ingénieur allemand étant le premier à réaliser un moteur fonctionnant suivant ce cycle.

Il est composé de deux isentropiques et de deux isochores. L'apport de chaleur Q_1 est réalisé à volume constant.

Le rendement thermodynamique de ce cycle est :

$$\eta = 1 - \frac{1}{\varepsilon^{\gamma-1}} \text{ avec } \varepsilon = \left(\frac{V_1}{V_2} \right)$$

ε est le rapport volumétrique de compression (et de détente).



2-1-2 Le cycle Diesel

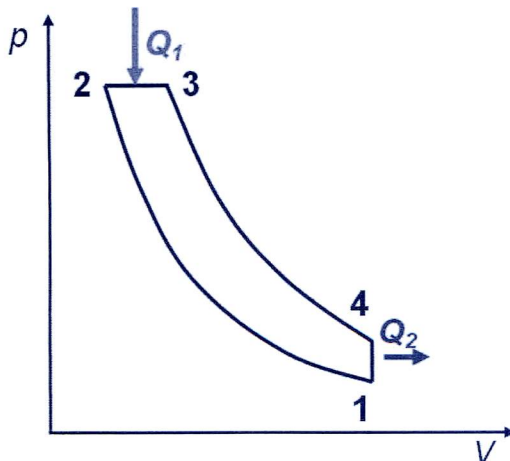
Ce cycle, dû à Rudolf Diesel, est associé au moteur à allumage par compression.

Il est composé de deux isentropiques, d'une isobare et d'une isochoire. L'apport de chaleur Q_1 est réalisé à pression constante.

Le rendement thermodynamique de ce cycle est :

$$\eta = 1 - \frac{1}{\gamma} \frac{1}{\varepsilon^{\gamma-1}} \frac{\delta^{\gamma} - 1}{\delta - 1} \text{ avec } \delta = \left(\frac{V_3}{V_2} \right)$$

δ étant le rapport du volume de fin de compression sur le volume mort.

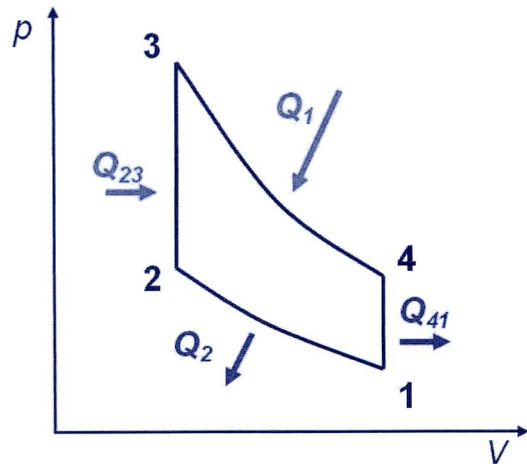


2-1-3 Le cycle de Stirling

Les moteurs fonctionnant suivant le cycle de Stirling présentent l'avantage de ne posséder aucune soupape, ni clapet. Le fluide de travail est confiné au sein du moteur, celui-ci peut-être de l'air ou tout autre gaz. Il est composé de deux isothermes et de deux isochores. L'apport de chaleur Q_1 est réalisé à température constante.

Lors de la phase isochoire 2 à 3, le système doit recevoir une quantité de chaleur Q_{23} pour "passer" de la température $T_2 = T_f$ (température de la source froide) à $T_3 = T_c$ (température de la source chaude).

De même il devra céder la quantité de chaleur Q_{41} pour "passer" de la température $T_4 = T_c$ à $T_1 = T_f$.



Les quantités de chaleur Q_{23} et Q_{41} sont en valeur absolue identiques. Si la quantité de chaleur cédée Q_{41} est intégralement transférée en Q_{23} , grâce à un échangeur parfait, le rendement de cette machine est :

$$\eta = -\frac{W}{Q_1} = 1 + \frac{Q_2}{Q_1} = 1 + \frac{p_1 V_1 \ln(V_2/V_1)}{p_3 V_3 \ln(V_4/V_3)} = 1 - \frac{T_1}{T_3}$$

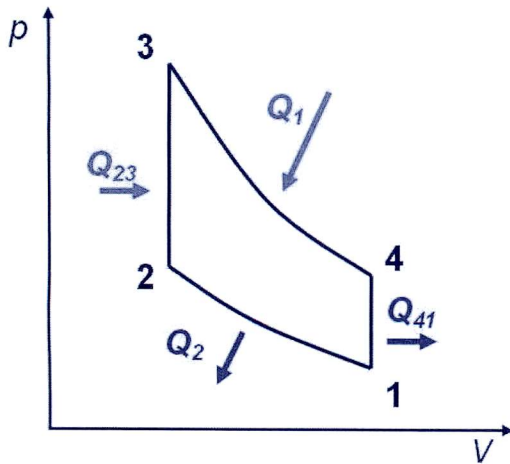
Il est alors égal au rendement de Carnot, car il n'est fourni aucun travail pendant les phases isochores, donc aucune perte d'origine mécanique.

2-1-3 Le cycle d'Ericsson

Les moteurs fonctionnant suivant le cycle d'Ericsson nécessitent la présence de soupapes ou clapets. Ce cycle est composé de deux isothermes et de deux isobares. L'apport de chaleur Q_1 est réalisé à pression constante.

Ce cycle, comme le cycle de Stirling, est en général associé à un système de récupération de chaleur. Si cet échangeur est parfait, la chaleur cédée Q_{41} peut être entièrement transférée en Q_{23} .

En ce qui concerne le travail fourni ou absorbé lors de ces évolutions isobares, celui-ci est égal en valeur absolue mais de signe contraire:



$$W_{23} = -(p_3V_3 - p_2V_2) = -mr(T_3 - T_2) = -mr(T_c - T_f)$$

$$W_{41} = -(p_1V_1 - p_4V_4) = -mr(T_1 - T_4) = -mr(T_f - T_c)$$

Le rendement de ce cycle est donc lui aussi égal au

$$\text{rendement de Carnot : } \eta = 1 - \frac{T_1}{T_3}$$

3 CONCLUSION

Si les cycles théoriques décrits précédemment permettent d'appréhender le mode de fonctionnement de ces moteurs d'un point de vue thermodynamique, ils ne permettent pas de connaître les performances réelles de ceux-ci :

- les cycles étudiés supposent que les moteurs fonctionnent suivant un cycle fermé, en général le cas des moteurs de Stirling et d'Ericsson (les premiers moteurs conçus par Ericsson étaient à cycle ouvert). Dans le cas du moteur à allumage par compression, la phase vidange-remplissage, aux faibles charges, explique la dégradation de son rendement global.

- la forme des cycles réels diffère des cycles théoriques (parfois totalement). Un rendement de forme peut être utilisé, ce rendement de forme évoluant en fonction de la charge et du régime moteur.

- d'un point de vue thermodynamique, les contraintes mécaniques et de combustion ne sont pas prises en compte.

On ne peut, quel que soit le moteur, augmenter indéfiniment la température de la source chaude. Pour un moteur à allumage par compression le phénomène d'auto-inflammation du mélange limitera le taux de compression, donc son rendement. Pour un moteur à allumage par compression, le temps d'auto-inflammation limitera la vitesse de ce moteur...

La notion de rendement, sur laquelle nous avons insisté, est importante mais n'est pas à elle seule la justification du choix d'un moteur. L'étude thermodynamique d'un moteur quoique indispensable devra toujours être confrontée à une étude de performances globales (puissance, rendement), de coût (à court et long terme), de fiabilité, de définition du domaine d'application, d'impact environnemental...Ainsi que la possibilité de récupérer les quantités de chaleur émises par le moteur (cogénération).

Thermodynamique des moteurs Stirling

Philippe NIKA, François LANZETTA

Institut FEMTO-ST, CNRS UMR 6174, Département ENISYS, Université de Franche-Comté
Parc technologique, 2 avenue Jean Moulin – 90000 Belfort

Résumé : Une présentation générale de la thermodynamique des machines Stirling est développée. Après une description rapide de la géométrie de ces machines, différents modèles simples d'évaluation des performances sont illustrés. Les diverses causes de dégradation des performances de ces machines sont analysées.

1. Rappels sur les cycles à rendement maximum

Une machine thermique est un convertisseur d'énergie qui fonctionne avec un fluide (gaz, liquide) subissant différentes transformations thermodynamiques au cours desquelles il y a échange d'énergie avec le milieu extérieur : le fluide reçoit algébriquement du travail (noté W) et de la chaleur (notée Q).

Une machine thermique est considérée comme motrice quand elle fournit du travail au milieu extérieur ($W < 0$) et reçoit de la chaleur de sa source chaude ($Q_c > 0$). Par convention, au cours d'un cycle moteur, le travail est négatif (compresseur, moteur à combustion interne ou externe). Dans le cas contraire, on parle de machine réceptrice (machine frigorifique, pompe à chaleur, turbine) : la machine reçoit alors un travail positif ($W > 0$) au cours du cycle thermodynamique et soutire de la chaleur à une source froide ($Q_f < 0$).

Si l'on considère une machine thermique qui, au cours d'un cycle thermodynamique, échange un travail W avec le milieu extérieur, des quantités de chaleur Q_i avec n sources thermiques aux températures T_i , alors le bilan énergétique s'écrit, d'après le premier principe de la thermodynamique :

$$W + \sum_{i=1}^n Q_i = 0 \tag{1}$$

D'après l'inégalité de Clausius, pour un cycle thermodynamique, on écrit :

$$\sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{T_i} \leq 0 \tag{2}$$

On considère un moteur thermique (machine ditherme réversible) fonctionnant entre une source de chaleur (à la température T_c) et un puits de chaleur (à la température $T_f < T_c$) et réalisant le cycle thermodynamique de Carnot constitué de deux transformations isothermes reliées par deux transformations isentropiques (figure 1).

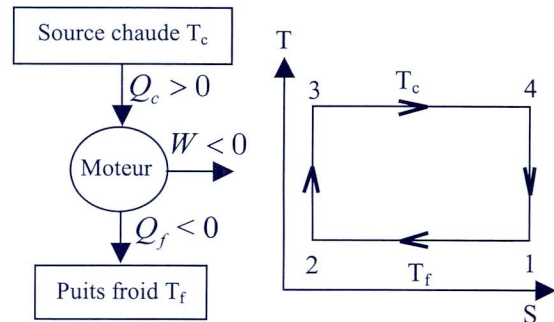


Figure 1 : cycle thermodynamique du moteur de Carnot

Le bilan d'énergie (1) s'écrit :

$$W + Q_c + Q_f = 0 \tag{3}$$

Le bilan d'entropie (2) devient :

$$\frac{Q_f}{T_f} + \frac{Q_c}{T_c} = 0 \tag{4}$$

On définit alors le rendement du moteur ditherme réversible par le rapport entre le travail total au cours du cycle thermodynamique et la quantité de chaleur effectivement reçue :

$$\eta = \frac{|W|}{Q_c} = \frac{Q_c + Q_f}{Q_c} = 1 + \frac{Q_f}{Q_c} \tag{5}$$

et d'après (4), on obtient, le rendement dit de Carnot :

$$\eta_c = 1 - \frac{T_f}{T_c} \tag{6}$$

Ce rendement constitue une limite maximale théorique d'efficacité d'une machine thermique fonctionnant entre deux réservoirs de chaleur (une source et un puits) où toutes les transformations thermodynamiques et les flux de chaleur sont réversibles et ne génèrent ainsi aucune irréversibilité. Cette définition suppose que toute la quantité de chaleur cédée par le système est perdue.

On montre ainsi que toute machine fonctionnant avec un cycle thermodynamique utilisant deux transformations isothermes et deux transformations homologues l'une de l'autre possède un rendement égal au rendement de Carnot. On citera ainsi les machines à cycle de Stirling, Ericsson, Bouasse.

Dans la réalité, toute machine, motrice ou réceptrice, convertit l'énergie avec un rendement inférieur au rendement de Carnot, compte tenu des différentes pertes irréversibles existantes au sein du fluide subissant les transformations thermodynamiques mais également au niveau de tous les éléments mécaniques, électriques, pneumatiques constituant la machine. La difficulté technologique réside alors en la capacité à réduire ces irréversibilités afin de convertir l'énergie avec la plus grande efficacité possible et un coût moindre tout en préservant les performances de la machine.

2. Introduction : description des machines de Stirling

Etant donné le coût actuel de l'énergie, de nombreuses recherches visent à améliorer l'efficacité énergétique de divers systèmes de conversion d'énergie. Des machines bien connues, comme les machines de Stirling, ainsi que des dispositifs entièrement nouveaux, comme les moteurs thermoacoustiques, retrouvent ou trouvent maintenant leur place dans ces recherches. Le principal intérêt de tous ces dispositifs est de pouvoir s'adapter à de nombreuses sources de chaleur externes : solaire, géothermie, rejets thermiques, combustion de biomasse, isotopes nucléaires... Un autre caractère commun de ces systèmes tient aussi dans le fait qu'ils nécessitent l'emploi d'un fluide de travail sous pression et en écoulement alterné et que celui-ci doit réaliser des échanges thermiques dans des régénérateurs et des échangeurs thermiques adaptés à ce type d'écoulement.

Nous ne rappellerons ici que très brièvement le fonctionnement des moteurs de Stirling [1-3]. A ses origines, cette machine motrice posait de nombreux problèmes technologiques, qui n'ont jamais été résolus entièrement, ce qui explique son abandon progressif en tant que moteur (pourtant, sa découverte date de 1816, près de soixante ans avant le moteur à explosion). Aujourd'hui, à la lumière des progrès technologiques et des diverses crises énergétiques, il y a lieu de revaloriser cette machine.

L'apport de chaleur est donc externe, il se fait par un échangeur recevant le plus souvent les gaz de combustion d'un brûleur. Différentes dispositions mécaniques, utilisant deux pistons, ou bien un piston associé à un déplaceur permettent de réaliser le cycle thermodynamique par le fluide de travail (air, azote, hélium, hydrogène) en quatre phases (figure 2) :

- Phase 1 → 2 : compression isotherme,
- Phase 2 → 3 : chauffage isochore,
- Phase 3 → 4 : détente isotherme,
- Phase 4 → 1 : refroidissement isochore.

Durant les phases intermédiaires aux compressions et détentes du fluide, on utilise un régénérateur poreux capable d'accumuler la chaleur dans la phase 4-1, pour la restituer durant la phase 2-3 [4-5]. Normalement, les mouvements théoriques idéaux des pistons pour décrire un cycle sont discontinus, constitués d'une succession de droites brisées, ce qui est difficilement réalisable par un entraînement mécanique classique..

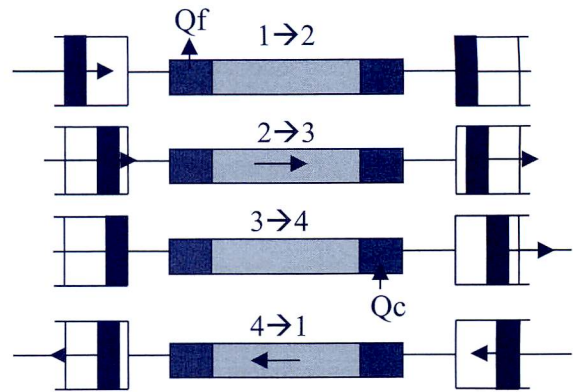


Figure 2 : réalisation pratique du cycle de Stirling

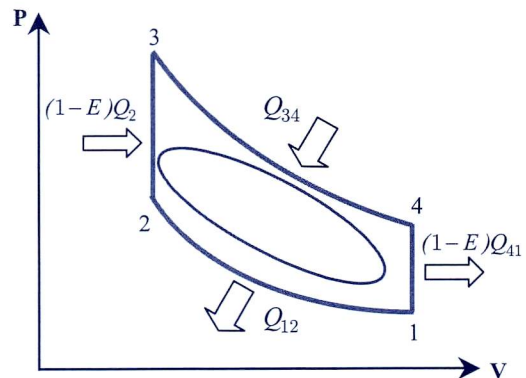


Figure 3 : cycle thermodynamique de Stirling sur un diagramme pression-volume (en foncé cycle réel)

Les mouvements des deux pistons réellement utilisés sont deux mouvements sinusoïdaux idéalement déphasés de 90° , ce qui occasionne une déformation du cycle.

La figure 4 représente les trois principales géométries de moteurs Stirling : Alpha, Beta et Gamma [6].

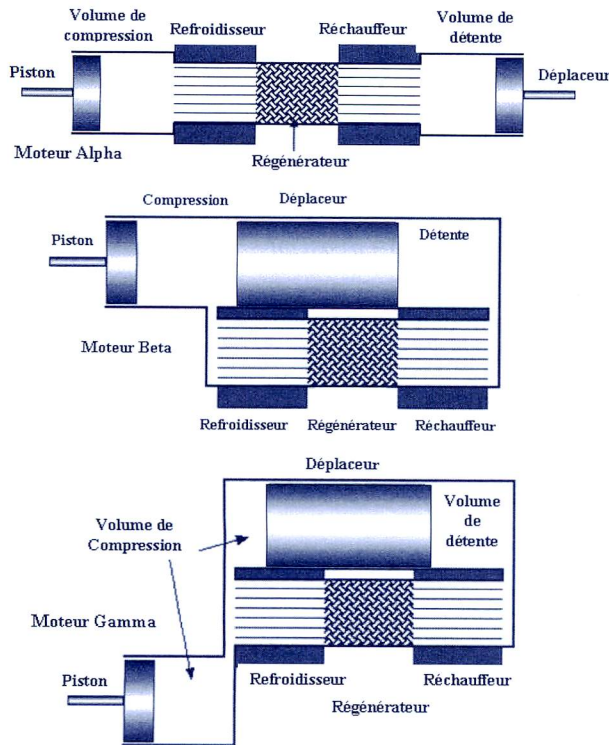


Figure 4 : configurations des machines Stirling : Alpha, Beta et Gamma [6].

2 Modélisations des machines Stirling

2.1 Modélisation simple

A partir des calculs relatifs au cycle théorique de Stirling (figure 3), on peut montrer que la puissance théorique \dot{W} du moteur Stirling est donnée par la relation :

$$\dot{W} = \frac{N}{60} P_i V_c (\theta - 1) \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon - 1} \right) \left(\ln \varepsilon - \frac{1}{k-1} \ln \theta \right) \quad (7)$$

$\theta = T_c / T_f$ = rapport des températures extrêmes,

$\varepsilon = V_1 / V_3$ = rapport des volumes extrêmes,

P_i = pression initiale,

V_c = cylindrée de la machine (volume balayé),

E = efficacité moyenne du régénérateur,

k = coefficient polytropique ($k \rightarrow \infty$ pour un cycle de Stirling parfait).

Si nous exprimons plus particulièrement le rendement du cycle de Stirling :

$$\eta = \frac{|W|}{Q} = \frac{|W|}{Q_{34} + (1-E)Q_{23}} = \frac{(\theta - 1)}{\theta + \frac{(1-E)(\theta - 1) \left(\frac{1}{\gamma - 1} - \frac{1}{k - 1} \right)}{\ln \varepsilon - \frac{\ln \theta}{k - 1}}} \quad (8)$$

On notera immédiatement que l'influence de l'imperfection du régénérateur E ne se fait pas sentir sur la puissance de la machine mais sur son rendement étant donné que la récupération est imparfaite durant le cycle pour les phases de chauffage 2-3 et de refroidissement 4-1 (figure 3).

2.2 Modélisation par volumes isothermes

Pour une compréhension complète des paramètres influençant les performances des machines Stirling, il s'avère nécessaire d'utiliser une modélisation de celles-ci plus détaillée et plus proche de la réalité que la formule (7) basée sur le cycle thermodynamique théorique effectué. La méthode de Schmidt pour l'évaluation des performances des moteurs Stirling est une méthode d'ordre 1 qui date de 1871, mais est encore à l'heure actuelle très employée avec quelques améliorations comme notamment la prise en compte de l'efficacité limitée du régénérateur [7].

La méthode de calcul est adaptée pour chaque géométrie de machine Stirling Alpha, Beta et Gamma (Figure 4).

La méthode de Schmidt avec volumes isothermes (figure 5) est basée sur les hypothèses suivantes :

- tous les volumes sont isothermes,
- les variations des volumes sont sinusoïdales,
- le gaz est idéal, on ne considère pas de pertes de charge et pas de fuites de gaz,
- le régénérateur est envisagé comme un volume et selon sa température moyenne, même s'il existe un gradient de température le long de celui-ci.

Les variables utiles sont répertoriées dans le tableau 1 suivant :

Désignation	Notation
Coefficient isentropique du fluide de travail	γ
Rapport des températures source/puits	$\tau = T_f / T_c$
Pression moyenne du fluide (N.m ⁻²)	P_{moy}
Rapport des volumes coté chaud et froid	$K_{scse} = V_{cp} / V_e$
Rapport du volume mort coté chaud (dont échangeur)	$X_{de} = V_{de} / V_e$
Rapport de volume mort coté froid (dont échangeur)	$X_{dc} = V_{dc} / V_e$
Rapport de volume mort du régénérateur	$X_r = V_r / V_e$
Déphasage des pistons (rad)	α
Pulsation (rad.s ⁻¹)	ω
Efficacité du régénérateur	E

Tableau 1 : variables introduites dans le modèle de Schmidt-Beans pour les machines Stirling

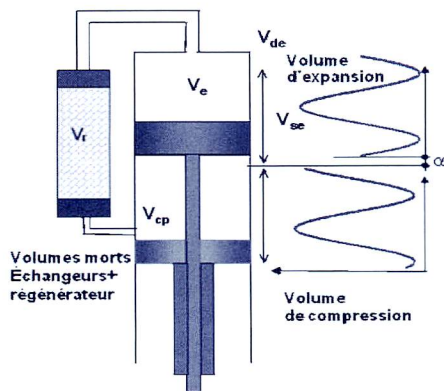


Figure 5 : schéma général de la machine Stirling bêta pour la modélisation par volumes isothermes (Schmidt)

La pression instantanée du fluide dans la machine est (hypothèse du gaz parfait):

$$P = \frac{m_t r}{\left(\frac{V_{cp}}{T_c} + \frac{V_e}{T_f} + \frac{V_r}{T_r} \right)} \quad (9)$$

Où les volumes de gaz sont :

V_r dans le régénérateur à température moyenne T_r ,
 V_{cp} dans la zone chaude (volume d'expansion) à T_c ,
 V_e dans la zone froide (volume de compression) à T_f
 et m_t la masse totale de gaz contenue dans la machine (celle-ci peut dépendre de la position des pistons au moment où l'on effectue le remplissage ; son estimation par un calcul n'est pas toujours conforme à la réalité).

Les expressions des volumes balayés sont données dans le tableau 2 pour chaque géométrie.

Modèle Alpha
$V_e = \frac{V_{se}}{2} (1 + \cos \omega t + 2X_{de})$
$V_{cp} = \frac{V_{se}}{2} [K_{scse} (1 + \cos(\omega t - \alpha)) + 2X_{dc}]$
Modèle Beta
$V_e = \frac{V_{se}}{2} (1 + \cos \omega t + 2X_{de})$
$V_{cp} = \frac{V_{se}}{2} \left[\frac{K_{scse} \cos(\omega t - \alpha) - \cos \omega t}{+ (K_{scse}^2 - 2K_{scse} \cos \alpha + 1)^{1/2}} + 2X_{dc} \right]$
Modèle Gamma
$V_e = \frac{V_{se}}{2} (1 + \cos \omega t + 2X_{de})$
$V_{cp} = \frac{V_{se}}{2} \left[\frac{1 - \cos \omega t}{K_{scse} (1 + \cos(\omega t - \alpha)) + 2X_{dc}} \right]$

Tableau 2 : expressions théoriques des volumes instantanés, coté détente et coté compression

Après substitution des expressions des différents volumes dans l'équation (13) (voir tableau 2) et en posant comme constante :

$$C = \frac{2 m_t r T_f}{V_{se}} = \frac{2 m_t c_p (\gamma - 1) T_f}{\gamma V_{se}} \quad (10)$$

On obtient la pression instantanée du fluide au temps t :

$$P(t) = \frac{C}{S(1 + \delta \cos(\omega t - \theta))} \quad (11)$$

On introduit les paramètres (ici cas d'une machine Beta comme exemple):

$$\text{tg}(\theta) = \frac{K_{scse} \sin \alpha}{\tau + K_{scse} \cos \alpha - 1} \quad (12)$$

$$B = \sqrt{K_{scse}^2 + 2K_{scse}(\tau - 1)\cos \alpha + (\tau - 1)^2} \quad (13)$$

$$S = \tau + 2\tau X_{de} + X_{dc} + \frac{2\tau X_{dr} \ln\left(\frac{1}{\tau}\right)}{(1 - \tau)} + (K_{scse}^2 - 2K_{scse} \cos \alpha + 1)^{1/2} \quad (14)$$

$$\text{et } \delta = \frac{B}{S} \quad (15)$$

La température moyenne de régénérateur étant remplacée par $T_r = (T_c - T_f) / \ln(T_c / T_f)$ (16)

La variation instantanée de pression interne dans une machine Stirling Beta, s'exprime finalement par la relation :

$$P(t) = \frac{P_{moy} \sqrt{1 - \delta^2}}{1 + \delta \cos(\omega t - \theta)} \quad (17)$$

On peut aussi utiliser les niveaux extrêmes de la pression, soit :

$$P_{max} = \frac{C}{S(1 - \delta)} \quad (18) \quad P_{min} = \frac{C}{S(1 + \delta)} \quad (19)$$

$$P_{moy} = P_{max} \sqrt{\frac{1 - \delta}{1 + \delta}} \quad (20)$$

Les allures obtenues pour les évolutions de la pression ou des masses de gaz sont périodiques mais non sinusoïdales (présence d'harmoniques).

A partir des expressions des volumes (tableau 2 ; machine Beta) et de la pression éq. (17), on exprime les énergies développées par les forces de pression dans les volumes d'expansion et de compression :

$$dW_e = -P(t) dV_e = \frac{P_{moy} \sqrt{1 - \delta^2}}{1 + \delta \cos(\omega t - \theta)} \frac{V_{se}}{2} \omega \sin \omega t dt \quad (21)$$

et

$$dW_{cp} = -P(t)dV_{cp} = \frac{P_{moy} \sqrt{1-\delta^2}}{1+\delta \cos(\omega t - \theta)} K_{scse} \frac{V_{se}}{2} \omega \sin(\omega t - \alpha) dt \quad (22)$$

La puissance instantanée de la machine s'écrit :

$$\dot{W} = \frac{dW_e + dW_{cp}}{dt} = \frac{P_{moy} \sqrt{1-\delta^2}}{1+\delta \cos(\omega t - \theta)} \frac{V_{se}}{2} \omega 2 \sin\left(\omega t - \frac{\alpha}{2}\right) \cos \frac{\alpha}{2} \quad (23)$$

Les énergies mécaniques moyennes échangées par les volumes de gaz côtés chaud et froid sont :

$$\bar{W}_e = - \int P dV_e = - \frac{\pi P_{moy} V_{se} \delta \sin \theta}{1 + \sqrt{1 - \delta^2}} \quad (24)$$

$$\bar{W}_{cp} = - \int P dV_{cp} = - \frac{\pi P_{moy} V_{se} \delta K_{scse} \sin(\theta - \alpha)}{1 + \sqrt{1 - \delta^2}} \quad (25)$$

soit au total par cycle, une énergie mécanique :

$$\bar{W}_t = \bar{W}_e + \bar{W}_{cp} \quad (26)$$

Il est aisé de remarquer que :

$$\frac{\bar{W}_{cp}}{\bar{W}_e} = \frac{K_{scse} \sin(\theta - \alpha)}{\sin \theta} = K_{scse} \cos \alpha - K_{scse} \frac{\sin \alpha}{\tan \theta} = -\tau \quad (27)$$

On exprime ainsi la puissance mécanique développée par le moteur en introduisant la vitesse de rotation N (tr.min⁻¹) et en utilisant les équations (24) et (25) :

$$\dot{W}_t = \frac{N \bar{W}_t}{60} = \frac{N(1-\tau)\bar{W}}{60} = - (1-\tau) \frac{N \pi P_{moy} V_{se} K_{scse} \sin \alpha}{60 (1 + \sqrt{1 - \delta^2}) S} \quad (28)$$

S est donné par l'équation (14) et dépend des températures et de la géométrie de la machine tandis que le paramètre δ est défini par l'équation (15).

Comme le prouve l'équation (28), la phase idéale entre le piston et le déplaceur est voisine de $\alpha = 90^\circ$ (en fait S , terme au dénominateur dans l'équation (28), dépend aussi de α , ce qui modifie cette valeur optimale). Partant de ces relations, on peut mener une étude paramétrique de la puissance produite en fonction de K_{scse} et α .

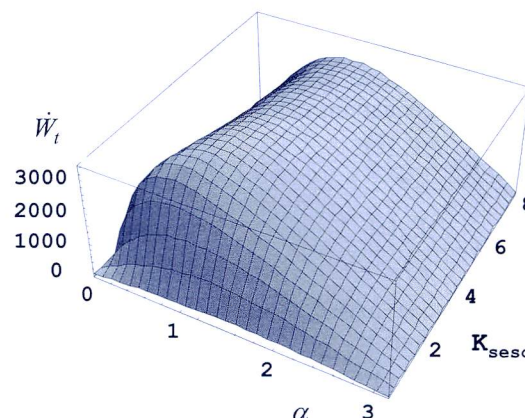


Figure 6 : puissance mécanique (W) en fonction du rapport des volumes K_{scse} et du déphasage α (rad) des pistons et pour $X_r = 0,5$, $X_{de} = X_{dc} = 0,01$, $T_c = 300$ K, $T_e = 1000$ K, $N = 1000$ tr.min⁻¹, $P_i = 29,5$ bar.

Les quantités de chaleur données par la source chaude et restituée au puits froid sont issues des bilans d'énergie :

$$\bar{W}_e + \bar{Q}_e + \Delta m_e c_p (T_r - T_c) = 0 \quad (29)$$

$$\bar{W}_c + \bar{Q}_c + \Delta m_{cp} c_p (T_r - T_f) = 0 \quad (30)$$

Les masses de gaz échangées Δm_e et Δm_{cp} sont imposées par les variations des volumes selon le régime de fonctionnement de la machine (températures, phase, amplitudes imposées).

Si on suppose que T_r est la température moyenne du régénérateur, le bilan thermique (en régime permanent) du régénérateur supposé parfaitement adiabatique est :

$$\Delta m_e c_p (T_c - T_r) + \Delta m_{cp} c_p (T_f - T_r) = 0 \quad (31)$$

L'équation (31) introduit l'hypothèse quelque peu erronée que la température moyenne de sortie du fluide est égale à la température moyenne du solide. Il vient en introduisant l'efficacité du régénérateur :

$$E = \frac{T_f - T_r}{T_f - T_c} \quad (32)$$

avec :

$$m = \frac{\Delta m_{cp}}{\Delta m_e} \quad (33) \quad \text{et} \quad m = \frac{1-E}{E} \quad (34)$$

$$\frac{T_r}{T_c} = \frac{1 + \tau m}{1 + m} \quad (35)$$

Finalement, en utilisant les équations (32) et (33), on obtient pour les quantités de chaleur échangées par cycle :

$$\bar{Q}_e = -\bar{W}_e - \Delta m_e c_p (1-E)(T_f - T_c) > 0 \quad (36)$$

$$\bar{Q}_{cp} = -\bar{W}_{cp} + \Delta m_{cp} c_p (1-E)(T_f - T_c) < 0 \quad (37)$$

Le calcul des masses de gaz présentes dans les chambres est mené à partir de la loi des gaz parfaits et des équations des volumes :

$$m_e(t) = \frac{P_e V_e(t)}{r T_c} \quad (38)$$

$$m_{cp}(t) = \frac{P V_{cp}(t)}{r T_f} \quad (39)$$

La variation de masse d'un volume (chaud par exemple) est donc :

$$\Delta m_e = m_e(\phi_{e1}) - m_e(\phi_{e2}) \quad (40)$$

où ϕ_{e1} et ϕ_{e2} sont les phases pour lesquelles la masse de gaz est maximale et minimale dans le volume. Elles sont définies $dm_e/d(t)=0$.

Le rendement thermique de la machine est finalement calculé grâce aux équations (26) et (36) par :

$$\eta_{th} = \frac{-\bar{W}_t}{\bar{Q}_e} = \frac{(1-\tau)\bar{W}_e}{\bar{W}_e + \Delta m_e c_p T_e (1-E)(\tau-1)} \quad (41)$$

En substituant l'équation (26) du travail mécanique \bar{W}_e , il vient l'expression du rendement thermique :

$$\eta_{th} = \frac{(1-\tau)}{1 + \Delta m_e c_p T_c (1-E)(1-\tau) \frac{1 + \sqrt{1-\delta^2}}{\pi P_{moy} V_{se} \delta \sin \theta}} \quad (42)$$

On notera facilement l'influence de l'efficacité E du régénérateur (au dénominateur) qui, par contre, n'influe pas aussi directement sur la puissance mécanique.

La figure (7) qui décrit l'évolution du rendement thermique en fonction du déphasage α et du rapport des volumes balayés K_{sesc} montre bien qu'il existe des valeurs optimales du rapport des volumes balayés et de la phase α . Le maximum du rendement théorique de Carnot $\eta_C = 1 - \tau = 0,7$ est obtenu lorsque l'efficacité E du régénérateur tend vers 1. Une variation de 1 à 85% de cette efficacité fait chuter le rendement de 0,7 à 0,56. En fait, compte tenu des débits de gaz, l'efficacité calculée par le modèle est $E = 0,186$ et le rendement théorique thermique $\eta = 0,3$!

Dans la pratique compte tenu des pertes ignorées par le modèle, le rendement réel peut devenir bien plus faible.

La figure (9) est une illustration des cycles thermodynamiques réalisés par le gaz dans les chambres froide et chaude et calculés par le modèle

isotherme : on notera la différence avec le cycle théorique de Stirling de la figure (3).

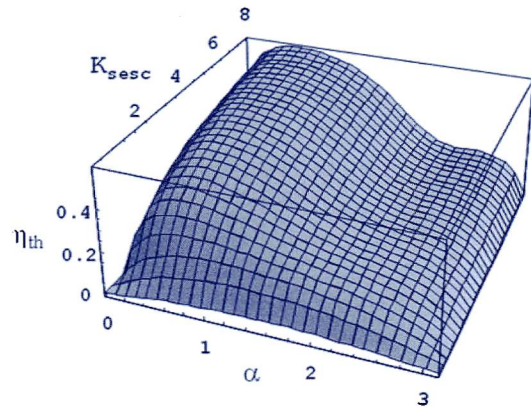


Figure 7 : évolution du rendement selon la phase α et le rapport des volumes K_{sesc} ($m = 1,57$ et $E = 38,8$ % maxi du rendement de Carnot $\eta_C = 70\%$).

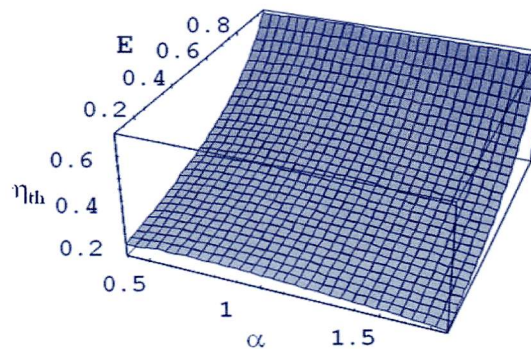


Figure 8 : variation du rendement thermique théorique selon la valeur de l'efficacité du régénérateur (entre 85 et 99 %) maxi du rendement de Carnot $\eta_C = 70\%$.

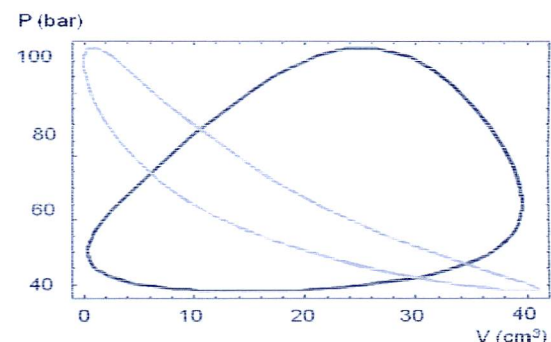


Figure 9 : cycles PV du gaz dans les volumes chaud (foncé) et froid (clair), modèle isotherme.

Tout en étant plus réalistes, la puissance, Eq. (22), et le rendement thermique, Eq. (42), sont encore éloignés de la réalité puisque les pertes mécaniques du fluide par frottements (pertes de charge) ainsi que les rendements des échangeurs thermiques aux sources et puits ne sont pas considérés.

2.3 Modélisation par volumes adiabatiques

Dans cette méthode, la machine Stirling est découpée en 5 volumes dont deux variables, ceux des zones chaude V_e et froide V_{cp} , les trois autres sont donnés et constants (échangeurs, V_f et V_c , régénérateur V_r). Les évolutions thermodynamiques dans ces deux volumes seront supposées adiabatiques. Les températures sont supposées constantes et uniformes dans les deux échangeurs T_f et T_c , le profil des températures est linéaire entre ces deux niveaux thermiques dans le régénérateur. La température moyenne logarithmique de celui-ci vaut : $T_r = (T_c - T_f) / \ln(T_c / T_f)$.

Les notations employées ainsi que les volumes sont illustrés sur la figure (10).

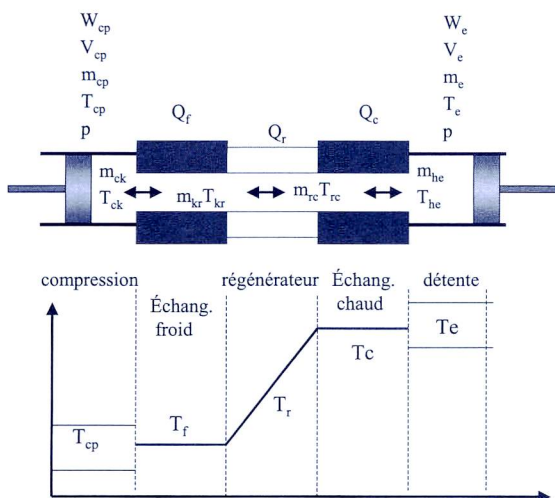


Figure 10 : définition pour le modèle par volumes adiabatiques

Nous commençons par établir le bilan d'énergie dans le cas très général d'un système ouvert tel que celui de la figure 11.

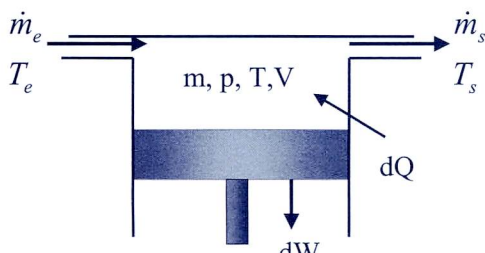


Figure 11 : volume de base pour les bilans énergie et masse

Bilan de conservation de masse :

$$\dot{m}_e - \dot{m}_s = dm/dt \quad (43)$$

Le bilan de conservation de l'énergie s'écrit :

énergie mécanique + flux d'enthalpie du fluide + chaleur échangée = variation de l'énergie interne du système :

$$\begin{aligned} -PdV + c_p T_e dm_e - c_p T_s dm_s + \delta Q \\ = c_v d(mT) = \frac{1}{\gamma - 1} d(PV) \end{aligned} \quad (44)$$

La masse totale de gaz m_t enfermée dans la machine est constante, sa variation est donc nulle :

$$dm_t = dm_{cp} + dm_f + dm_r + dm_c + dm_e = 0 \quad (45)$$

La pression est donc donnée par la loi des gaz parfaits :

$$P = \frac{m_t r}{\left(\frac{V_{cp}}{T_{cp}} + \frac{V_f}{T_f} + \frac{V_r}{T_r} + \frac{V_c}{T_c} + \frac{V_e}{T_e} \right)} \quad (46)$$

Dans les échangeurs, les volumes ainsi que les températures étant constants, la différentielle de la masse contenue dans ces parties se réduit à l'expression :

$$dP = \frac{-r(dm_{cp} + dm_e)}{\frac{V_f}{T_f} + \frac{V_r}{T_r} + \frac{V_c}{T_c}} \quad (47)$$

On applique alors le bilan d'énergie (Eq. 44) aux deux volumes variables V_e et V_{cp} que l'on considère comme adiabatiques ($Q_i = 0$) :

Ainsi pour le volume de compression, nous obtenons :

$$-c_p T_{ck} m_{ck} = -dW_{cp} + c_v d(m_{cp} T_{cp}) \quad (48)$$

or :

$$dm_{cp} = -dm_{ck} \quad (49)$$

$$c_p T_{ck} dm_{cp} = P dV_{cp} + c_v d(m_{cp} T_{cp}) \quad (50)$$

Avec les relations du gaz parfait, il vient :

$$dm_{cp} = \frac{P dV_{cp} + V_{cp} dP / \gamma}{r T_{ck}} \quad (51)$$

De manière similaire pour le volume d'expansion, on obtient :

$$dm_e = \frac{P dV_e + V_e dP / \gamma}{r T_{he}} \quad (52)$$

En remplaçant ces deux résultats dans la pression on a :

$$dP = \frac{-\gamma P \left(\frac{dV_{cp}}{T_{ck}} + \frac{dV_e}{T_{he}} \right)}{\frac{V_{cp}}{T_{ck}} + \gamma \left(\frac{V_f}{T_f} + \frac{V_r}{T_r} + \frac{V_c}{T_c} \right) + \frac{V_e}{T_{he}}} \quad (53)$$

D'autre part, toujours à partir de l'équation d'état, on obtient :

$$dT_{cp} = T_{pc} \left(\frac{dP}{P} + \frac{dV_{cp}}{V_{cp}} - \frac{dm_{cp}}{m_{cp}} \right) \quad (54)$$

$$dT_e = T_e \left(\frac{dP}{P} + \frac{dV_e}{V_e} - \frac{dm_e}{m_e} \right) \quad (55)$$

Dans le cas des échangeurs ($dW = 0$, V_f , V_c , et T_f , T_c constants), les bilans de masse et d'énergie sont s'écrivent :

$$dm_r = m_r \frac{dP}{P} \quad (49)$$

$$dm_c = m_c \frac{dP}{P} \quad (50)$$

$$dm_f = m_f \frac{dP}{P} \quad (51)$$

$$dQ_f = V_f dP \frac{c_v}{r} - c_p (T_{ck} m_{ck} - T_{kr} m_{kr}) \quad (52)$$

$$dQ_r = V_r dP \frac{c_v}{r} - c_p (T_{kr} m_{kr} - T_{rh} m_{rh}) \quad (53)$$

$$dQ_c = V_h dP \frac{c_v}{r} - c_p (T_{rh} m_{rh} - T_{he} m_{he}) \quad (54)$$

Comme les échangeurs sont supposés isothermes on supposera que :

$$T_{kr} = T_f \quad \text{et} \quad T_{rc} = T_c \quad (55) (56)$$

Le travail total élémentaire est :

$$dW = dW_{cp} + dW_e \quad (57)$$

Sachant que pour chaque volume :

$$dW_{cp} = -P dV_{cp} \quad (58)$$

$$\text{et} \quad dW_e = -P dV_e \quad (59)$$

Les mouvements des deux pistons doivent être donnés, par exemple s'ils sont sinusoïdaux et présentent un déphasage réglable « α » on peut prendre les valeurs du tableau 2 selon le type de machine Stirling.

Il y a ainsi 12 inconnues premières du modèle sont donc : P , T_{cp} , T_e , m_{cp} , m_e , m_f , m_r , m_c avec les masses m_{ck} , m_{kr} , m_{rc} , m_{he} .

Les 12 équations disponibles (47 à 56) sont accompagnées des deux conditions suivantes sur les températures :

$$\text{Si } m_{ck} > 0 \text{ alors } T_{ck} = T_{cp} \text{ sinon } T_{ck} = T_f \quad (60)$$

$$\text{Si } m_{he} > 0 \text{ alors } T_{he} = T_c \text{ sinon } T_{he} = T_e \quad (61)$$

L'ensemble des équations peut être mis sous la forme d'un système d'équations différentielles du premier ordre du type :

$$[y'] = f[y] \quad (62)$$

qui peut généralement être traité numériquement par une méthode de Runge-Kutta d'ordre 4.

Les résultats obtenus par ce modèle sont présentés sur les figures (11) à (12).

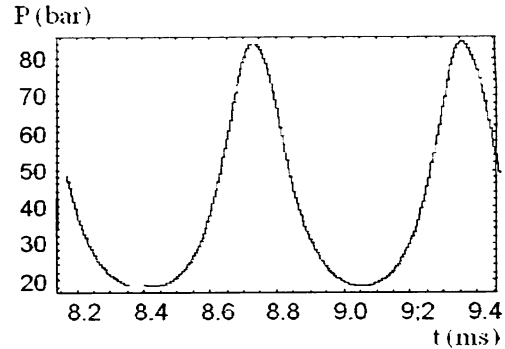


Figure 12a : évolutions temporelles de la pression (modèle adiabatique)

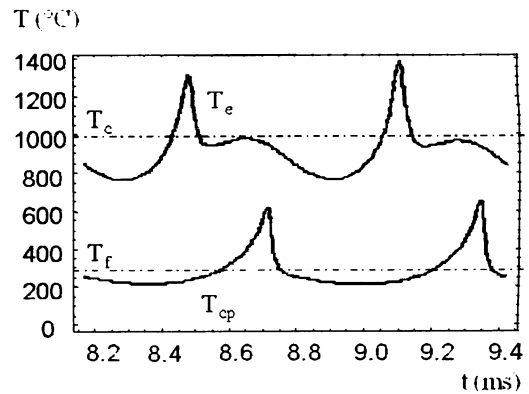


Figure 12b : évolutions temporelles des températures des volumes chaud et froid (modèle adiabatique)

Si l'on compare, en fixant les mêmes paramètres (température, volumes), les allures des pressions obtenues par les deux méthodes d'analyse (isotherme et adiabatique), on constate qu'elles sont très semblables. Il en est de même pour les masses de gaz dans les divers volumes (ou les puissances mécaniques instantanées = variations temporelles des travaux).

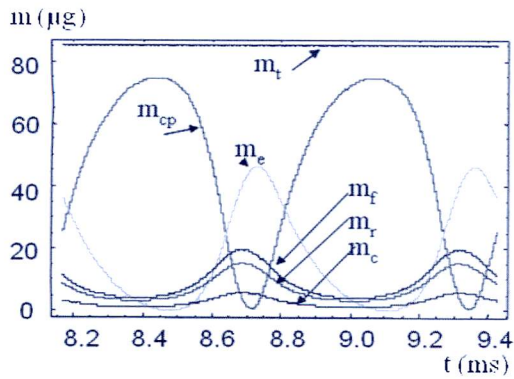


Figure 13 : évolutions temporelles des masses de gaz dans chaque volume (modèle adiabatique)

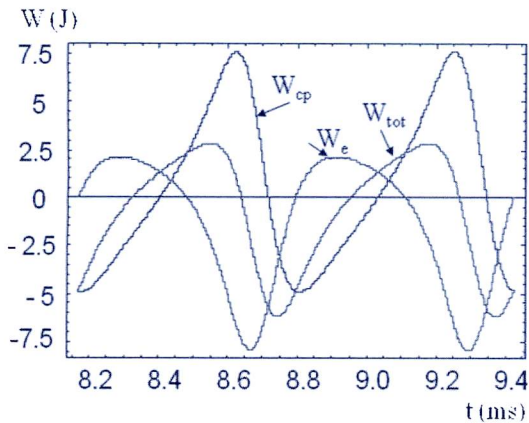


Figure 14 : évolution du travail instantané au cours du temps sur les pistons (modèle adiabatique)

Au niveau des résultats globaux des différences nettes apparaissent dans la répartition des énergies entre elles (les bilans globaux sont bien respectés).

Modèles	Energie (J)				
	W_{cp}	Q_f	W_e	Q_c	W_{tot}
adiabatique	3,50	-3,50	-8,33	8,40	-4,82
isotherme	1,97	-1,97	-6,58	6,58	-4,61
Schmidt	1,97		-6,58		-4,61
Beans					
E = 1		-1,97		6,58	
E = 0,458		-20,96		25,57	
E = 0		-37,04		41,65	

Tableau 3 : énergies dépensées au cours d'un cycle de Stirling pour différents modèles

Il est évident que le problème réside dans la prise en compte de l'efficacité du régénérateur [8]. Dans la méthode de Schmidt-Beans on a $m = 1,181$, $E = 0,46$ et le rendement global est de 18 %. Avec le modèle isotherme $E = 1$ et ce rendement égale 0,7 celui de Carnot. La méthode adiabatique fournit un rendement de 57,4 % et sous entend une efficacité fixe de 0,5 quels que soient les débits de gaz, puisque la température moyenne du régénérateur est fixée et donnée ($T_r = 542$ K) soit $E \approx 0,5$.

Conclusion

Nous avons présenté différentes modélisations de moteurs Stirling. Le cycle théorique de base ne donne qu'un aperçu sommaire des performances d'une machine idéale. La méthode de Schmidt, basée sur une analyse « isotherme », considère les volumes de détente et de compression isothermes. Le régénérateur est parfait et les échangeurs chaud et froid sont à la même température que les volumes de détente et de compression. Les éléments mobiles ont des mouvements sinusoidaux. Les résultats sont présentés sous la forme de solutions d'équations exactes. L'approche « adiabatique » considère des volumes de détente et de compression dont les températures varient suivant les cycles de compressions et de détentes adiabatiques. Le modèle adiabatique est plus réaliste que le modèle isotherme. Ces modèles permettent d'estimer les variations temporelles des pressions, des masses de gaz, des énergies dans chaque volume de la machine ainsi que les puissances instantanées.

Bibliographie

- [1] A.J. Organ, Thermodynamics and gas dynamics of the Stirling cycle machine, Cambridge University Press, 1992
- [2] J. Organ, The regenerator and the Stirling Engine, Mechanical Engineering Publications, 1997, London
- [3] G.Y. Reader, C. Hooper, Stirling engines. E. & F.N. Spon, London, New York.
- [4] G. Walker, G. Reader, O. R. Fauvel, E. R. Bingham, The Stirling Alternative. Gordon and Breach. Science Publishers, 1994
- [5] Urieli, D. Berschowitz, Stirling Cycle Engines Analysis. British Library Cataloguing in publication Data, ISBN 0-85274-435-8, 1984.
- [6] D.W. Kirkley, Determination of the optimum configuration for a Stirling engine. J. Mech. Engne Science, Vol. 4, n°3, 204-212, 1962
- [7] E.W. Beans., A mathematical model for the Stirling engine, Trans. of the ASME, J. Eng. for Power, Vol 103, July, 1981, 505-510.
- [8] F. Lanzetta, P. Nika, Y. Bailly, Description de l'évolution des températures aux extrémités du régénérateur d'une machine Stirling : modèles dynamiques et expérimentations, Congrès français de Thermique, SFT 2002, Vittel, 3-6 juin 2002

Les micro et mini-cogénérations : solutions et spécificités

Christelle PERILHON⁽¹⁾, Laurent PREVOND⁽²⁾, Philippe NIKA⁽³⁾

(1) Conservatoire national des arts et métiers (Cnam), Laboratoire de génie des procédés pour l'énergie, l'environnement et la santé (EA21), case 333 - 292, rue Saint-Martin, 75141 Paris cedex 3 France.

(2) SATIE CNAM, CNRS UMR 8029, équipe SETE, case 334 - 292, rue Saint-Martin, 75141 Paris cedex 3 France

(3) Institut FEMTO-ST, CNRS UMR 6174, Département ENISYS, Université de Franche-Comté
Parc technologique, 2 avenue Jean Moulin – 90000 Belfort

Résumé : Dans le contexte actuel de changement climatique, de réduction de la consommation énergétique et de réduction des émissions polluantes, la cogénération, technique avantageuse de production simultanée d'énergie sous forme électrique et thermique est amenée à se développer. Les unités de faible puissance, pourraient être particulièrement intéressantes pour l'habitat individuel ou collectif et le tertiaire. Cet article présente un état de l'art des différentes technologies de micro et mini-cogénération ainsi que leurs principaux avantages et inconvénients. Ces systèmes sont sur le point d'être mis sur le marché et concernent tous les types de technologies (combustion interne, externe, micro-turbines à gaz et piles à combustible).

Introduction

Le contexte énergétique et environnemental actuel impose une politique énergétique tournée vers trois enjeux majeurs liés : lutte contre le changement climatique, sécurité d'approvisionnement en énergies primaires, préservation de la santé et de l'environnement.

Dans ce contexte la cogénération, technique avantageuse de production simultanée d'énergie sous forme électrique et thermique est amenée à se développer, de façon toutefois variable suivant le contexte du pays considéré.

En France, la cogénération n'est pas très développée, son intérêt étant moins évident étant donné l'origine majoritairement nucléaire de l'électricité. On ne peut en effet espérer, ici, une réduction relative des émissions de CO₂ comparable à celle, plus importante, obtenue dans les pays utilisant essentiellement les combustibles d'origine fossile. L'intérêt principal pour un pays tel que la France se situe surtout en hiver, où plutôt que de démarrer les centrales thermiques à vapeur ou à gaz en complément du nucléaire, on pourrait recourir à la cogénération.

Toutefois, en ce qui concerne les unités de faible puissance, qualifiées de micro ou mini cogénération, la problématique est un peu différente. L'un des points du Grenelle environnement prévoit à l'horizon 2020 pour la construction de nouveaux bâtiments le recours systématique à l'habitat passif, voire à énergie positive. En d'autres termes chaque habitation produira sa propre énergie pour le chauffage et pour les usages électriques. L'éventuel surplus pourra être revendu.

Un autre point favorable est celui d'une production et utilisation localisées de l'énergie, évitant ainsi des pertes dans le réseau de transport de l'électricité. Cette localisation autorise aussi une plus grande souplesse de gestion permettant une décongestion du réseau.

Dans cet article, nous présentons un état de l'art des différentes technologies de micro et mini-cogénération ainsi que leurs principaux avantages et inconvénients.

1- La micro-cogénération : définition et principes

On appelle cogénération un système par lequel on produit simultanément de l'énergie mécanique et de l'énergie thermique à partir d'une seule énergie primaire (en général libérée lors d'une combustion). L'énergie mécanique est ensuite généralement transformée en énergie électrique, mais il est aussi possible de l'utiliser directement pour entraîner une machine. Il est aussi possible de produire du froid par absorption à partir de l'énergie thermique. Cette production combinée permet d'obtenir de meilleurs rendements que par des filières séparées, du fait de la récupération de l'énergie thermique autrement perdue.

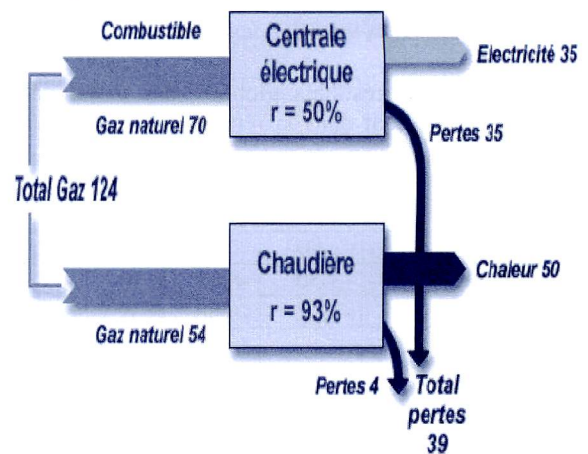


Figure 1a - Productions séparées de chaleur et d'électricité (source Ademe)

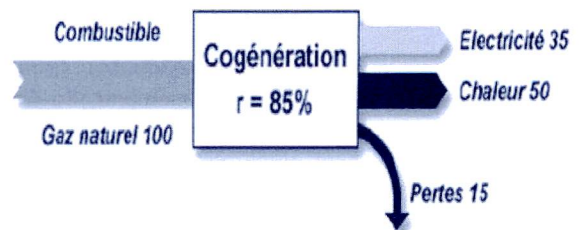


Figure 1b - Cogénération de chaleur et d'électricité (source Ademe)

Ainsi dans l'exemple de la figure 1 précédente, on réalise une économie d'énergie primaire de 19% $((124-100)/124)$ avec la solution de cogénération, ce qui se traduit par une économie similaire d'émission de CO_2 . Les pertes d'énergie sont alors réduites de 38% $(15/39)$.

Il n'existe pas de définition standard mais on retiendra l'appellation proposée par Edf ou l'Atee. On appellera donc micro-cogénération, les unités dont la taille ne dépasse pas 50 kW électriques, et mini-cogénération celles dont la puissance est inférieure à 215 kW. C'est plus particulièrement celles-ci que nous envisagerons dans ce dossier. Elles correspondent par leur taille à des applications pour l'habitat individuel, le petit collectif ou le tertiaire. Entre 215kW et 1MW on parlera de petite cogénération et de 1 à 12 MW de moyenne cogénération. Les grosses cogénérations ont des puissances supérieures à 12 MW.

Dans la suite du texte, afin de comparer les performances des différents systèmes, nous utiliserons les définitions suivantes :

- $\eta_{\text{élect}}$ rendement de production d'électricité, rapport entre l'électricité obtenue et l'énergie primaire dépensée,
- η_{therm} rendement de production d'énergie thermique, rapport entre la chaleur recueillie et l'énergie primaire dépensée,
- $\eta_{\text{cogé}}$ rendement global de cogénération, rapport entre la somme des énergies électrique et thermique produites et l'énergie primaire dépensée. Il ne s'agit pas d'un rendement au sens thermodynamique du terme puisque l'on donne la même valeur à l'énergie thermique et à l'énergie électrique. Ce critère correspond à un taux d'utilisation de l'énergie primaire.

Enfin, le rapport électricité sur chaleur est un critère intéressant pour tenir compte des besoins répartis entre chaleur et électricité. Bien que ne figurant pas explicitement dans la suite du texte, il peut être retrouvé en faisant le rapport $\eta_{\text{élect}}/\eta_{\text{therm}}$.

2- Les différentes technologies – état de l'art

Pour les grosses puissances, les technologies utilisées sont celles des turbines à vapeur (puissance électrique de la dizaine à la centaine de MW) à contrepression ou à soutirage [1]. Pour des puissances intermédiaires (1 à 300 MW) on trouvera les turbines à gaz simples ou en combinaison avec les turbines à vapeur. Le moteur Diesel sera lui utilisé entre quelques dizaines de kW jusqu'à 10 MW. Ce sont leur plage de fonctionnement privilégiée. On retrouvera certaines de ces technologies pour les faibles puissances qui nous intéressent dans ce dossier, mais pour des échelles où elles peuvent être moins adaptées. Des technologies spécifiques seront aussi développées.

Dans ce dossier nous aborderons les technologies suivantes :

- le moteur alternatif à combustion interne,
- la micro-turbine à gaz,
- le moteur alternatif à apport de chaleur externe,
- la pile à combustible.

Les cogénérations doivent pouvoir fonctionner de façon continue sur de longues périodes (de l'ordre de 4 500 h par an) pour être rentables. Toute interruption non programmée est source de coûts de maintenance élevés et d'achat d'électricité à un tarif parfois défavorable. De ce fait les performances d'une cogénération seront évaluées en termes de rendement, fiabilité, disponibilité, exigences de maintenance et émissions polluantes [2].

2.1. Micro et mini cogénération par moteurs alternatifs à combustion interne [2].

Les moteurs alternatifs à combustion interne sont bien adaptés à la cogénération à petite échelle. Ils sont robustes, la technologie est éprouvée. Ils demandent cependant une maintenance régulière. Ils sont disponibles dans une large gamme de puissance de 10 kW à 10 MW électriques pour différents carburants.

Ces moteurs sont classés en deux grandes familles :

- les moteurs à allumage commandé (typiquement le moteurs à essence –cycle théorique de Beau de Rochas),
- les moteurs à allumage par compression (Diesel).

Les moteurs diesels sont principalement utilisés pour les cogénérations de grande puissance et peuvent fonctionner avec du gazole ou des fiouls lourds.

Les moteurs à allumage commandé sont plus appropriés pour des cogénérations de petite puissance et permettent de produire de l'eau sous pression à 160°C. Ils fonctionnent généralement au gaz naturel (mais propane, essence, gaz de décharge ou biogaz sont possibles). Beaucoup de ces moteurs sont dérivés de moteurs Diesels détarés (la puissance a été volontairement réduite par un taux de compression plus faible ou une vitesse de rotation réduite) et modifiés pour fonctionner en allumage commandé. De ce fait, leur fiabilité est accrue.

Différentes vitesses de rotations sont rencontrées pour ces moteurs, suivant leur taille et leur type :

- haute vitesse : 1 000 à 3 600 tr/min
- moyenne vitesse : 275 à 1 000 tr/min,
- base vitesse : <275 tr/min.

Les moteurs haute vitesse ont généralement un coût de production plus faible (rapporté à la puissance spécifique), mais un taux d'usure plus important résultant en des révisions plus fréquentes.

2.1.1. Performances

a- rendement

Le rendement électrique maximal est de l'ordre de 25 à 39%. Le rendement de cogénération est compris entre 75 et 90%

b- Charges partielles

Le moteur entraîne un générateur synchrone à vitesse constante (pour que la fréquence du courant généré coïncide avec celle du réseau). L'installation de cogénération est dimensionnée pour le point de meilleur rendement de production d'électricité.

Le rendement électrique reste sensiblement constant entre 100% et 75% de charge, puis diminue. De ce fait la chaleur disponible pour la cogénération augmente proportionnellement.

c- Récupération de chaleur

Toute la chaleur produite ne peut être récupérée (pertes par convection et rayonnement). La récupération se fait essentiellement sur les gaz d'échappement (30 à 50%), l'eau de refroidissement du moteur (30%), et éventuellement en plus petite quantité sur le refroidissement de l'huile.

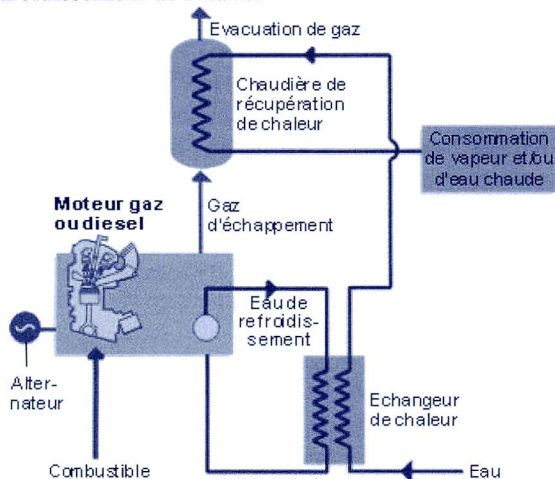


Figure 2- Schéma de principe d'une cogénération par moteur alternatif à combustion interne (source Atee)

La chaleur récupérée de l'eau de refroidissement est à 85 ou 90°C, tandis que celle des gaz d'échappement permet d'obtenir de l'eau à 100 ou 120°C.

d- Maintenance

Une maintenance périodique est à prévoir toutes les 500 ou 2 000 h pour changer l'huile, le réfrigérant et les bougies et une remise en état (culasse et turbocompresseur à changer) toutes les 12 000 ou 15 000 h. Enfin une intervention à 24 000 ou 30 000 h est nécessaire pour remplacer les segments d'étanchéité et les paliers de vilebrequin.

e-Émissions

Les principaux polluants émis par les moteurs sont les oxydes d'azote NO_x, le monoxyde de carbone CO et les composés organiques volatiles, ainsi que les particules dans le cas de moteurs diesels fonctionnant au fioul.

Un haut rendement du moteur conduit à des émissions de NO_x importantes. Il est possible de régler le moteur pour une faible émission de NO_x au détriment du rendement. Il peut en résulter un taux plus élevé de CO et imbrûlés et il est alors nécessaire d'avoir recours à un catalyseur d'oxydation pour les convertir en gaz carbonique CO₂ et en eau.

2.1.2. État d'avancement

Un certain nombre de micro-cogénérations sont disponibles sur le marché, comme par exemple : Honda Motor Co : 1 kW électrique et 3kW thermiques, Tokyo Gas : 6 kW, Cummins, Inc : 7,5 à 1750 kW.

Généralement les moteurs utilisés en micro-cogénération dérivent du secteur automobile et de ce fait ont des coûts de productions bas. Les coûts de maintenance sont toutefois importants dans le bilan global.

2.2. Micro et mini cogénération par turbines à gaz

Les micro-turbines à gaz fonctionnent suivant le même principe général que les grosses turbines. Cependant du fait de leur taille elles font l'objet de spécificités qui vont être présentées et expliquées par comparaison avec les grandes installations.

2.2.1. Technologie des turbines à gaz de grande puissance [1]

a- Principe de fonctionnement

Dérivée de l'aviation, la turbine à gaz est bien adaptée pour des puissances électriques de 1 à 300 MW. Elle fonctionne suivant le cycle de Joule, avec une compression adiabatique, une combustion à pression constante, puis une détente adiabatique. La turbine (T) entraîne le compresseur (C) et l'énergie mécanique supplémentaire est convertie en électricité grâce à un alternateur. Les carburants utilisés peuvent être gazeux ou liquides.

Les rendements de production d'électricité en cycle simple peuvent atteindre 40% dans les versions les plus avancées, et plutôt 20 à 25% dans les gammes industrielles. Les gaz brûlés sortent de la turbine à des températures élevées, de l'ordre de 500°C. Il est alors relativement facile de venir récupérer cette énergie dans un échangeur pour l'utiliser sous forme thermique (cogénération, figure 3) ou pour produire de l'électricité dans une turbine à vapeur. On parle alors de cycles combinés.

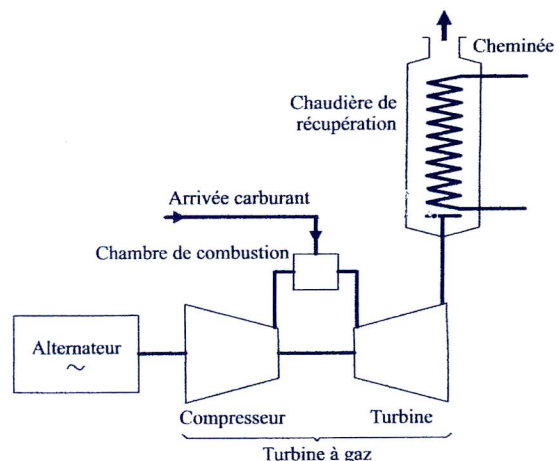


Figure 3 – Schéma de principe d'une cogénération par turbine à gaz

b- Débit et type de machines

Comme la puissance est importante, le débit d'air traversant ces machines l'est également. Tout ceci conduit naturellement à adopter la technologie des compresseurs et turbines axiaux (l'air s'écoule suivant l'axe de la machine), dérivée de l'aéronautique.

c- *Température, taux de compression, rendements et nombre d'étages*

Pour avoir de bons rendements de production d'électricité, d'après Carnot, on doit travailler à la température haute de cycle la plus élevée possible. Dans les machines de grosse puissance, la température des gaz brûlés en entrée turbine atteint 1 300°C, voire plus. Toutefois les matériaux ne sont pas capables de supporter de telles valeurs. On est donc amené à refroidir les aubages de la turbine par de l'air prélevé au compresseur, d'où des technologies très complexes et donc chères.

De cette température maximale de cycle découle un taux de compression optimum conduisant à un rendement maximal de la machine. Il n'est donc pas rare de trouver des taux de compression compris entre 10 et 30 suivant les cas. Pour ces taux de compression élevés, on a nécessairement de nombreux étages de compression mais aussi de détente. Le rapport de pression dans chaque étage étant limité afin d'obtenir un rendement acceptable [1].

2.2.2. *Technologie des micro-turbines à gaz*

a- *débit et type de machines*

Pour les faibles puissances, le débit dans la machine est faible : les machines axiales ne conviennent plus. On utilisera alors des machines radiales analogues à celles que l'on rencontre dans les turbocompresseurs d'automobile.

b- *Température, taux de compression, rendements et nombre d'étages*

Pour ce type d'application, où le coût est un paramètre important, la technologie doit rester peu sophistiquée. Les aubages refroidis ne sont donc pas envisageables. La température maximale admissible fixée par la résistance des matériaux sera de l'ordre de 800°C-900°C. De ce fait le taux de compression optimal ainsi que le rendement vont fortement chuter. En cycle simple, on aurait une production d'électricité avec un rendement inférieur à 15%. Pour améliorer la situation, on opte pour un cycle avec récupération de chaleur sur les gaz d'échappement (Figure 4).

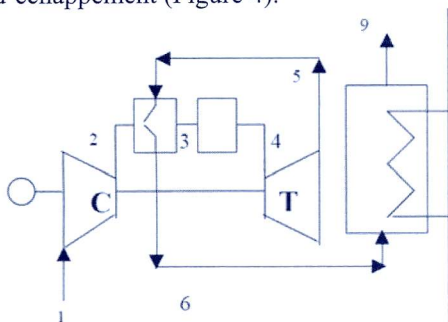


Figure 4 – schéma de principe d'une micro cogénération par turbine à gaz avec échangeur récupérateur de chaleur 2-3

Cet échangeur récupérateur reste un point critique à plus d'un titre. Il est sensible à l'encrassement et doit supporter des températures élevées. L'augmentation de son efficacité (qui influe directement sur le rendement électrique global) entraîne une augmentation conséquente de son volume et donc du coût. Il

représente environ 25% du prix de la micro turbine à gaz.

Comme le taux de compression est peu élevé (de l'ordre de 4), souvent un seul étage de compression – ou parfois deux – convient, la détente pouvant quant à elle s'opérer en un seul étage.

Le cycle à récupération est donc composé des phases suivantes (figure 4 précédente) :

- compression adiabatique 1-2 de l'air admis,
- échauffement de l'air comprimé dans un échangeur 2-3 qui récupère une partie de l'énergie des gaz d'échappement.
- Combustion à pression constante dans la chambre de combustion 3-4,
- Détente adiabatique dans la turbine 4-5.

Il reste de l'énergie dans les gaz (à 250 ou 300°C) en sortie de la machine. On peut donc insérer un autre échangeur 6-9 qui servira à produire de la chaleur pour une application de chauffage des locaux par exemple.

c- *Vitesse de rotation*

Du fait des faibles débits et puissances, les machines sont petites. Or plus une machine est petite, plus la vitesse de rotation est importante à même vitesse périphérique limite, donc à même énergie spécifique (J/kg de fluide) échangée sur l'arbre.

Alors que les grosses turbines à gaz ont un régime de rotation de 3 000 tr/min pour être couplées directement au réseau à 50 Hz, les petites turbomachines utilisées en mini cogénération ont des vitesses de l'ordre de 75 000 à 120 000 tr/min (pour des puissances inférieures à 100 kW).

Comme la vitesse de rotation est très élevée, il faut aussi prévoir soit un réducteur, soit un alternateur haute vitesse et une électronique de puissance adaptés. Jusqu'à 100 kW des systèmes existent. Au-delà ils restent à concevoir [3].

Pour s'affranchir de ce problème, certaines micro turbines à gaz peuvent avoir 2 arbres (ex : Ingersoll) : une turbine de puissance (dite aussi turbine libre) et une turbine liée au compresseur (Figure 5), le couplage entre les deux parties de la machine, se faisant uniquement par le fluide (point 4). Ceci permet entre autre à la turbine de puissance de tourner à une vitesse plus faible, plus compatible avec les machines électriques. D'autre part, cela permet aussi de favoriser une certaine souplesse de fonctionnement aux charges partielles.

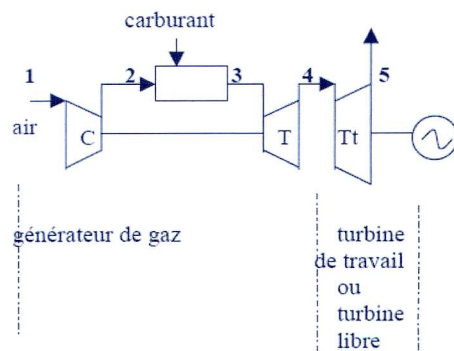


Figure 5 – turbine à gaz à deux arbres

d- Technologie des micro et mini turbines à gaz

En résumé, pour toutes les raisons évoquées précédemment, les micro-turbines à gaz utilisées en cogénération ont généralement les caractéristiques suivantes [4] :

- compresseur centrifuge (1 ou 2 étages),
- faible taux de compression (de l'ordre de 4),
- très haute vitesse (25 000 tr/min pour 500 kW, 75 000 tr/min pour 100 kW),
- alternateur haute vitesse et électronique de puissance pour convertir le courant haute fréquence en courant continu puis en courant à la fréquence du réseau,
- récupérateur de chaleur sur les gaz d'échappement pour le préchauffage de l'air avant la combustion (après le compresseur),
- récupération des calories restantes à l'échappement pour la cogénération.

2.2.3. Performances des micro et mini turbines à gaz

a- rendement

Grâce au cycle à récupération, on obtient des rendements électriques de 20 à 35% et thermique de 50 à 55% soit un rendement global d'utilisation de l'énergie compris entre 70 et 80%.

b- Fonctionnement aux charges partielles

Usuellement, c'est-à-dire pour les grosses puissances, lorsque la puissance électrique demandée chute, la turbine à gaz fonctionne à charge partielle à vitesse constante (pour conserver la fréquence du courant produit).

Les performances à charge partielle peuvent être améliorées par un fonctionnement à vitesse variable. Cette solution est applicable et appliquée aux micro-turbines à gaz. La fréquence de l'électricité est garantie par l'électronique de puissance.

Cette amélioration due à la vitesse variable est plus importante dans le cas d'un cycle avec récupération comme c'est le cas pour les micro-turbines à gaz, que pour un cycle simple (figure 6) [5], [6].

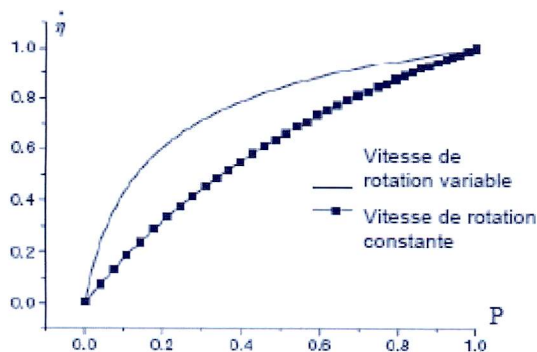


Figure 6 – [6] – rendement électrique d'une turbine à gaz avec récupérateur

b- Combustible

Ces machines peuvent fonctionner avec une large gamme de combustibles liquides ou gazeux. Les combustibles solides sont exclus.

De ce fait l'utilisation de biomasse ne peut être envisagée que par l'intermédiaire de biogaz, biofuel ou gaz de gazogène, d'où une complexification globale.

Pour permettre l'utilisation de combustible solide, un échangeur à la place de la chambre de combustion serait théoriquement envisageable ainsi qu'il a été investigué sur une micro-turbine de 80 kW notamment [7]. Cependant l'obstacle majeur réside dans la nécessité d'un échangeur haute température sous peine de n'obtenir que de faibles rendements électriques. L'encrassement de cet échangeur peut également poser problème.

c- Émissions

Les micro-turbines à gaz émettent beaucoup moins de polluants NOx et CO que les moteurs à combustion interne (grâce à une meilleure maîtrise de la combustion), même si à charge partielle les émissions de CO et imbrûlés sont plus élevées.

d- Maintenance

Les besoins en maintenance sont faibles (tous les 8 000 à 11 000 h) comparés à ceux d'un moteur alternatif à combustion interne. En revanche ils nécessitent l'intervention d'un personnel spécialiste, d'où des coûts élevés.

e- État d'avancement

Ces installations sont commercialisées mais restent pour l'instant peu répandues. Parmi les constructeurs, on peut citer : Capston 30 kW, Elliott 45 et 80 kW, Bowman, Turbec 105 kW, Ingersoll, Toyota.

Le coût d'achat reste supérieur à celui d'un moteur alternatif à combustion interne de même puissance. Parmi les avantages envisagés, on peut noter un faible encombrement et faible poids, un bruit moins important, des émissions polluantes moindres et une maintenance moins importante que pour un moteur alternatif.

2.3. micro et mini cogénération par moteurs à apport de chaleur externe

Ces moteurs sont connus sous les noms de moteurs à air chaud, moteurs Stirling ou moteurs Ericsson.

On montre en thermodynamique, qu'un de leur avantage principal est d'avoir un cycle théorique de même rendement que celui de Carnot (c'est-à-dire maximal).

Contrairement au moteur alternatif à combustion interne ou à la turbine à gaz, ce type de moteur peut potentiellement fonctionner avec tout type d'apport de chaleur puisque celle-ci provient d'une source externe. Les carburants fossiles traditionnels mais aussi les énergies renouvelables telles que la biomasse, voire l'énergie solaire, peuvent être utilisés.

2.3.1. Principe de fonctionnement [8]

Ces moteurs sont des moteurs thermiques alternatifs, à apport de chaleur externe, à fluide de travail monophasique gazeux. Ils comprennent deux grandes familles : les moteurs Stirling (figure 7a), qui ne sont pourvus d'aucun organe de fermeture du circuit gazeux, et la famille des moteurs Ericsson (figure 7b), dont les cylindres sont munis de soupapes ou de clapets.

Le cycle théorique de Stirling comporte deux isothermes et deux isochores. Celui d'Ericsson est

constitué de deux isothermes et deux isobares. Cependant, ces cycles théoriques ne sont pas représentatifs de la réalité des moteurs qui portent leur nom, notamment car les évolutions isothermes sont très difficiles à réaliser d'un point de vue pratique (lors de la compression ou détente motrice).

Le fluide de travail dans le moteur peut être de l'air, de l'azote, de l'hélium, de l'hydrogène...

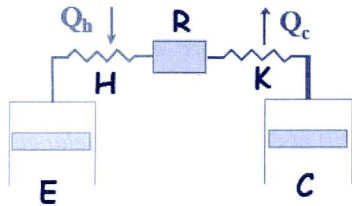


Figure 7a – Principe des moteurs à air chaud : moteur Stirling (sans soupapes ni clapets), version Alpha [8]

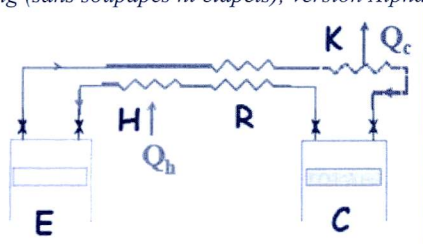


Figure 7b – Principe des moteurs à air chaud : moteur Ericsson (avec soupapes) [8]

Ces moteurs sont constitués de 5 espaces de travail :

- un cylindre de détente E (expander),
- un réchauffeur ou échangeur avec la source chaude H (heater),
- un échangeur régénérateur ou récupérateur R,
- un refroidisseur ou échangeur avec la source froide K (cooler),
- un cylindre de compression C.

L'échangeur R sépare la partie froide de la machine (à droite de la figure) de la partie chaude (à gauche de la figure).

Les étapes du fonctionnement sont les suivantes :

- compression du fluide froid,
- transfert vers le côté chaud,
- détente du fluide chaud,
- transfert vers le côté froid.

a- Moteur Stirling

Le moteur Stirling se décline en différentes versions :

- Alpha (2 pistons et 2 cylindres) (figure 7a)
- Béta (1 piston, 1 déplaceur, 1 cylindre),
- Gamma (1 piston, 1 déplaceur, 2 cylindres).

Du fait de l'absence de soupapes ou clapets, il y a un transfert alternatif du fluide entre les parties chaude et froide de la machine (on dit encore « écoulement oscillant »).

b- Moteur Ericsson : principe

Un moteur Ericsson fonctionne, paradoxalement, selon un cycle de Joule. Dans sa version de base, la plus simple, il n'est autre qu'une turbine à gaz de petite puissance, à échangeur plutôt qu'à chambre de combustion, dont on aurait remplacé les turbomachines par des systèmes pistons / cylindres.

Le fluide de travail circule en boucle dans le moteur.

c- Avantages-inconvénients des moteurs Stirling et Ericsson

Les moteurs Ericsson ont fait l'objet de peu de travaux bien qu'ils semblent présenter certains avantages. Notamment :

- le moteur Ericsson supprime l'« aberration thermique » du Stirling. En effet, si on regarde la figure 7a, on remarque qu'en fin de compression, le fluide transféré vers le côté chaud traverse d'abord le refroidisseur K avant de se réchauffer dans le régénérateur R et le réchauffeur H. Un problème analogue apparaît lors de la phase de transfert vers le côté froid. Ce problème est tout naturellement évité dans le moteur Ericsson du fait des circuits séparés.
- dans le moteur Stirling, du fait de l'absence de soupapes, lors de la détente c'est le fluide compris dans toute la machine qui est détendu. Les échangeurs représentent donc un gros volume mort et leur taille doit être limitée en contradiction avec le fait qu'un transfert de chaleur performant nécessite un échangeur important. Dans le moteur Ericsson du fait de la présence de soupapes, ce problème n'existe pas.

En contrepartie de ces avantages le moteur Ericsson présente du fait de ses organes de distribution, des pertes mécaniques plus importantes, des pertes de charges aux soupapes, un bruit accru, une fiabilité réduite et une plus grande complexité que le moteur Stirling.

2.3.2. Performances

La combustion est externe et continue, donc plus facile à maîtriser. Son rendement est donc meilleur que celle ayant lieu dans un moteur à combustion interne et les émissions sont beaucoup plus faibles (de l'ordre de celles des turbines à gaz). Le moteur Stirling fonctionne avec de faibles vibrations et un niveau sonore plus faible que celui d'un moteur alternatif à combustion interne.

a- Rendement

Le rendement électrique maximal atteint actuellement par les moteurs Stirling avoisine les 40% et on envisage 50% pour l'avenir. Le rendement global de cogénération est compris entre 65 et 85% [2]. Le rendement électrique à 50% de charge devrait être compris entre 34 et 39%.

b- Récupération de chaleur

La chaleur pour la cogénération est récupérée sur le refroidisseur et sur les gaz d'échappement de la chambre de combustion.

c- Maintenance

La maintenance de tels moteurs est réduite du fait d'une faible usure et du confinement du fluide de travail.

2.3.3. État d'avancement

On trouve depuis très récemment sur le marché des chaudières dites électrogènes utilisant la technologie Stirling permettant de produire chaleur et électricité.

Solo propose un moteur Stirling au gaz naturel de 2 à 9,5 kW électrique et 8 à 26 kW thermique. Le rendement électrique est 22 à 24%. Le rendement global de cogénération est supérieur à 90%.

Sunpower développe un moteur Stirling utilisant de la biomasse avec un rendement électrique de 12 à 17%, pour une puissance électrique de 7 kW.

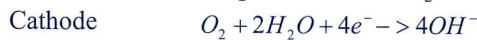
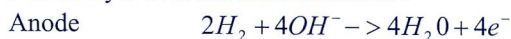
2.4. micro et mini cogénération par piles à combustible

2.4.1. Principe

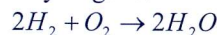
La pile à combustible convertit directement en courant électrique, sans recours à une combustion vive, l'énergie (l'enthalpie) d'un combustible à partir d'une réaction d'oxydation-réduction. On distingue deux grandes familles de piles dites « acides » ou alcalines. Alors que dans un conducteur électrique classique, l'électricité est véhiculée par un déplacement d'électrons (circuit extérieur), au cœur des piles ceci leur est interdit et ce sont des ions qui traversent les électrolytes. Pour une pile acide, c'est le proton H^+ qui est en cause et les réactions sont les suivantes :



Pour une pile alcaline par contre l'anion OH^- traverse l'électrolyte avec les demi-réactions :



On notera que dans le cas d'utilisation de l'hydrogène comme combustible la réaction totale est toujours celle de l'oxydation de l'hydrogène:



L'astuce d'une pile est donc de scinder cette réaction entre l'anode et la cathode de manière à recueillir les électrons dans un circuit externe.

La dissociation du combustible et la recombinaison des ions requiert une action catalytique de la part des électrodes. Au final l'eau formée doit être évacuée ou réemployée dans le système pile. Tant les irréversibilités thermodynamiques que la résistance ohmique de la cellule de pile (électrodes électrolyte...) génèrent de la chaleur qu'il faut évacuer et qui peut ainsi être utilisée pour du chauffage.

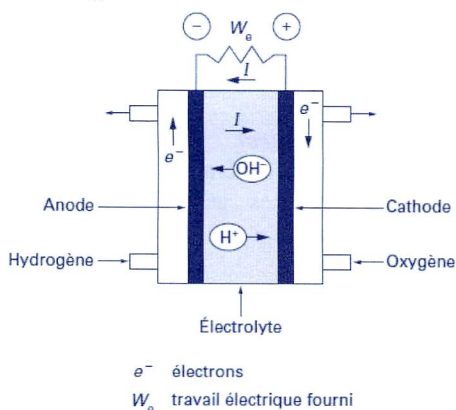


Figure 8 - Schéma de principe d'une pile à combustible hydrogène/oxygène [9]

L'hydrogène utilisé comme l'un des carburants possibles peut être produit à partir de différentes sources comme le gaz naturel, le propane ou le charbon par reformage à l'eau, ou encore par l'intermédiaire de l'électrolyse de l'eau.

« Le reformage peut se faire à l'extérieur de la pile (piles à basses températures, telle que PAFC, AFC ou PEMFC) ou, mieux, à l'intérieur de la pile (piles à hautes températures : MCFC ou SOFC), ce qui augmente les rendements et diminue les coûts de fabrication.

Ces réactions se produisent à 700 °C en présence de catalyseur (Ni) et conduisent à un mélange gazeux riche en hydrogène, appelé reformat.

La présence d'un reformeur externe augmente la complexité du système et diminue les rendements énergétiques (rendement du reformeur de 70 à 80%). » [9]

Il existe différents types de piles à combustible, à différents stades de développement, la différence principale résidant dans le type d'électrolyte utilisé et l'ion transporté [9] [2] :

- PAFC : piles à combustible à acide phosphorique. Ce sont les plus développées pour les applications terrestres et les premières à avoir été commercialisées. Elles fonctionnent autour de 200°C ce qui les rend intéressantes pour la cogénération. Etat d'avancement : série pré-commerciale (200 kW).

- AFC : piles à combustible alcalines. L'électrolyte liquide est KOH en solution. Elles sont caractérisées par une faible température de fonctionnement de 60 à 80°C. Niveau d'avancement : prototype (10 kW) et production unitaire.

- PEMFC : piles à combustible à membrane échangeuse de protons. L'électrolyte est une membrane polymère conductrice de protons. Elles fonctionnent également à faible température typiquement 80 ou 90°C avec de l'hydrogène très pur. Niveau d'avancement : prototype (250 kW).

- SOFC : pile à combustible à oxyde solide (ZrO_2 et Y_2O_3). L'ion transporté est O_2^- ; elles fonctionnent à des hautes températures de l'ordre de 950 ou 1 000°C. Etat d'avancement : prototype (100 kW).

- MCFC : pile à combustible à carbonate fondu. Li_2CO_3 et KCO_3 dans une matrice $LiAlO_2$. L'ion transporté est CO_3^{2-} ; elles fonctionnent entre 600 et 700°C. Cette technologie est encore en phase de développement. Prototype 2 MW.

- DMFC : pile à combustible à méthanol direct à membrane. Etat d'avancement : recherche et développement. Industrialisation envisagée vers 2015.

2.4.2. Performances

a- Rendement

Le rendement électrique varie suivant les types de piles entre 30 et 45%. L'efficacité des piles à combustible s'améliore à charges partielles. La chaleur est récupérée à la fois sur le reformeur et sur la pile. Le haut niveau de température obtenu dans les piles MCFC et SOFC permet d'envisager une production supplémentaire d'électricité au moyen d'une turbine à vapeur par exemple.

b- Maintenance

Le retour d'expérience est pour l'instant limité. En dehors des systèmes auxiliaires tels que pompe pour le carburant et ventilateur, les piles à combustible n'ont pas de pièces en mouvement et de ce fait devraient générer peu de maintenance. Leur durée de vie est toutefois relativement limitée.

c- Émissions

La source principale d'émission provient du processus de reformage qui nécessite une combustion. Si la température est maintenue en dessous de 1 000°C les émissions de NOx sont limitées et cette température est toutefois suffisante pour oxyder le CO.

Conclusion

Les systèmes de cogénération sont très intéressants du point de vue de l'efficacité. Il est toutefois très important de les dimensionner correctement en fonction des besoins en chaleur et en électricité. Pour des raisons d'utilisation rationnelle de l'énergie et de protection de l'environnement, il est vivement conseillé de les dimensionner pour les besoins en chaleur. On évite ainsi le rejet massif de chaleur à l'ambiance et l'électricité est alors considérée comme un sous-produit absorbable par le réseau. [1]

Les moteurs à combustion interne sont pour l'instant la technologie la plus éprouvée mais nécessitent une maintenance périodique plus fréquente que d'autres systèmes tels les micro-turbines à gaz par exemple. Par ailleurs ils émettent plus de CO, NOx et particules que les technologies concurrentes.

Le moteur Stirling ne devrait pas nécessiter de trop fréquentes opérations de maintenance. Les piles à combustible ont peu de pièces en mouvement et de ce fait ont également un potentiel pour une faible maintenance.

Les cogénérations ayant recours aux énergies renouvelables font face à des contraintes supplémentaires et posent des problèmes spécifiques qui ne sont pas abordés dans ce dossier :

- le recours au biogaz nécessite un méthaniseur ou digesteur anaérobie,
- l'huile végétale non estérifiée utilisée comme biocarburant n'est pas autorisée en France (sauf cas particuliers).
- la filière gazéification par gazogène reste à construire, concerne des installations importantes et n'est pas répandue.

Finalement le développement des moteurs à combustion externe pourrait être le moyen d'utiliser simplement la biomasse solide, sans passer par une gazéification. Les bilans environnementaux avec l'utilisation de la biomasse s'en trouveraient renforcés.

La grande majorité des fabricants de chaudières (Baxi Chapee, Buderus, Viessmann, De Dietrich...) s'intéressent maintenant à la cogénération pour des applications concernant le tertiaire, le résidentiel collectif et aussi individuel. En France, après une campagne de démonstration par Gdf Suez [10] sur une quarantaine de chaudières électrogènes installées chez des particuliers, ces systèmes sont en phase de mise sur le marché.

Les principaux projets existants concernent surtout l'industrie et le tertiaire, ces technologies étant encore onéreuses pour les particuliers. Le cadre réglementaire semble peut incitatif et les coûts de raccordement au réseau encore élevés.

Remerciements :

Les auteurs remercient Pierre Podevin ingénieur de recherche au Cnam et Michel Pluviose professeur honoraire au Cnam, pour leur relecture attentive de ce document et leurs remarques avisées.

Bibliographie

- [1] Pluviose M. – Conversion d'énergie par turbomachines – Ellipses - Paris 2005
- [2] Onovwiona H.I. and al – Residential cogeneration systems : review of the current technology – Renewable and sustainable energy reviews – 10 (2006) p389-431
- [3] Romier A. Small gas turbine technology – Applied thermal engineering 24 (2004) p1709-1723
- [4] Pilavachi P.A. – Mini- and micro-gas turbines for combined heat and power – Applied Thermal Engineering 22 (2002) p2003-2014
- [5] Kim T. S. et al. – Part load performance analysis of recuperated gas turbines considering engine configuration and operation strategy – Energy 31 – (2006) p260-277.
- [6] Wang W. et al. – General characteristics of single shaft microturbine set at variable speed operation and its optimization – Applied thermal engineering 24 (2004) p1851-1863.
- [7] Traverso A. Externally Fired micro-Gas Turbine: Modelling and experimental performance. Applied Thermal Engineering, Volume 26, Issue 16, November 2006, Pages 1935-1941
- [8] Stouffs P. - Les moteurs à apport de chaleur externe – conférence Cnam SIA - mars 2009 www.cnam.fr/turbomachines-moteurs
- [9] Stevens et al. Piles à combustible - Techniques de l'ingénieur D3340 – Août 2000
- [10] Ecogénérateur, un nouvel usage du gaz naturel – Contreau R. - 3^e journée sur la cogénération en France (02/04/2009) <http://energie.cnrs.fr>

Micro-cogénération, présentation d'un système de structure innovante : Moteur thermique Stirling "double effet" et MAS linéaire.

DANG Thu Thuy, FRANÇOIS Pierre, PREVOND Laurent

Laboratoire SATIE CNAM ENS-CACHAN, CNRS UMR 8029, équipe SETE, CNAM, 292 Rue St Martin Paris 75141.

Introduction à la micro-cogénération par le moteur thermique Stirling

La cogénération, avec son rendement élevé, est devenue un mode de production et d'utilisation des énergies appelée à se développer. Actuellement, il y a de gros efforts sur la mise en œuvre de systèmes de cogénération non seulement industriels mais aussi tertiaires et domestiques. Un système de micro-cogénération peut offrir une baisse sur le budget de consommations d'énergies d'un établissement ou d'un foyer (électricité et/ou de gaz, etc..)

A la différence de la cogénération industrielle, la cogénération domestique ne demande qu'une relativement faible puissance thermique et électrique (<50 kWe). D'ailleurs, il y a des exigences spécifiques reliant à la vie quotidienne : le fonctionnement du micro-cogénérateur doit être silencieux, sans émission de gaz nuisible et avec peu de maintenance. De plus, il doit être adapté au changement de régime puisque l'utilisation énergétique d'un habitat varie fortement selon les heures de la journée, selon les jours de la semaine ainsi que les saisons.

La mise en œuvre de la micro-cogénération est actuellement réalisée à partir de différentes structures de motorisation : moteurs alternatifs à combustion interne, turbines à gaz, moteurs à apport de chaleur externe ou encore à partir de moyens électrochimiques, piles à combustibles.... [7]

La cogénération par moteurs thermiques Stirling, moteurs à apport de chaleur externe, n'est pas encore très usuelle car le rendement des moteurs Stirling réalisables à l'heure actuelle est relativement faible [5][7]. Par contre, cette technologie se montre très intéressante et prometteuse pour la micro-cogénération.

Son fonctionnement est très silencieux et propre grâce à une combustion continue et bien maîtrisée. Le fluide de travail est encapsulé ce qui est un gage de propreté et de fiabilité. Et surtout, son principe lui permet d'être utilisé avec de multiples sources d'énergie primaire tant fossiles que renouvelables.

Cet article présente les recherches sur un système de micro-cogénération motorisé par un moteur Stirling de structure nouvelle « double effet » à piston libre, contribuant à augmenter le rendement global de cette technologie tout en restant simple [8]. Ce système peut être implanté dans une chaudière pour devenir une chaudière électrogène. Il se destine principalement à un besoin domestique (1kWe et 10 kWth).

Structure et fonctionnement du système de micro-cogénération étudié

La structure du système étudié est présentée dans la figure suivante :

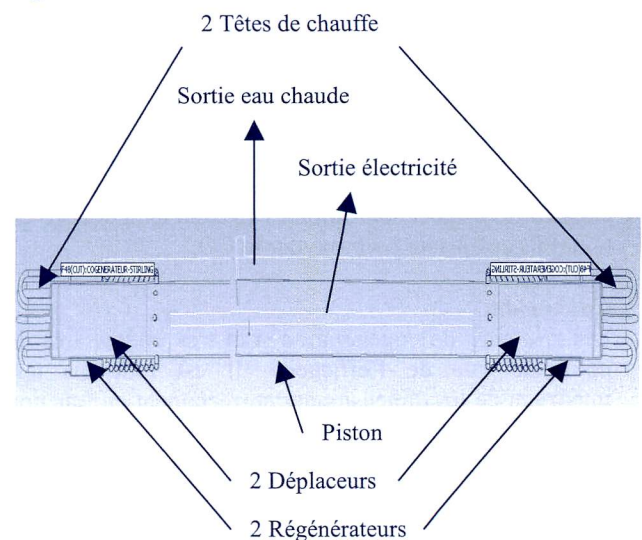


Figure 1 : Structure du système de micro-cogénération à moteur thermique Stirling "double effet" (SATIE-FEMTO).

Sur cette image, nous voyons que la conception du système est parfaitement symétrique par rapport à l'axe central vertical. Les deux énergies mises en jeu sont thermique et électrique.

Partie thermique : Moteur thermique Stirling « double effet » à piston libre

Traditionnellement, on connaît des moteurs Stirling « simple effet » qui sont de 3 types α , β , γ [6]. Une parmi des innovations de nos recherches est la mise en œuvre d'une structure du moteur thermique Stirling β « double effet ». Pour expliquer le « double effet » nous prenons d'abord le cas d'un moteur β « simple effet » traditionnel. Celui-ci, en fonctionnant, effectue un cycle de 4 temps comme suit :

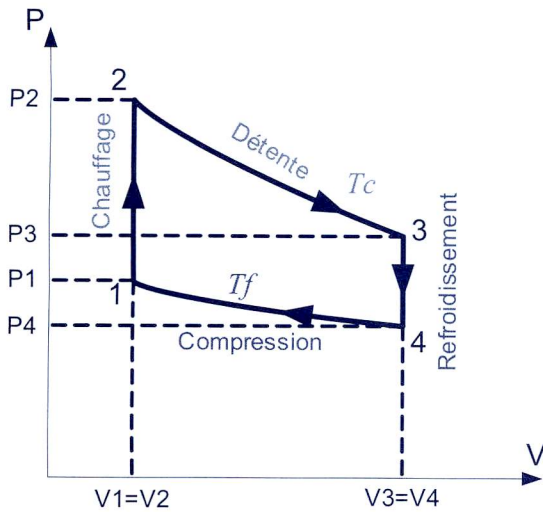


Figure 2a : Moteurs Stirling β "simple effet" et son cycle thermodynamique

Sur la figure 2a, le moteur « simple effet » a un temps de moteur par cycle (détente). Le « double effet » est, en fait, deux moteurs Stirling β travaillant en opposition de phase. C'est-à-dire que, grâce au piston libre commun, le temps de détente d'un moteur peut coïncider au temps de compression de l'autre moteur et vice-versa. Cette structure présente l'avantage d'avoir deux temps moteur par cycle. Ce fonctionnement est décrit dans la figure 3 :

Sur la figure 2b, 2c nous distinguons deux types de fonctionnement du piston, le "piston libre" et le "piston lié". Le piston libre effectue une course (amplitude, fréquence) en fonction des contraintes thermique et mécanique exercées sur lui. Au contraire, le piston lié effectue une course imposée par le système d'entraînement mécanique (bielle-manivelle).

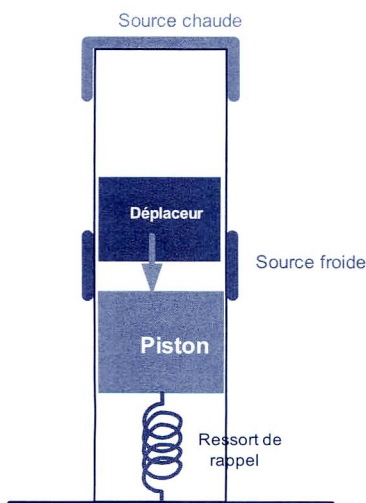


Figure 2b : moteur Stirling à piston libre

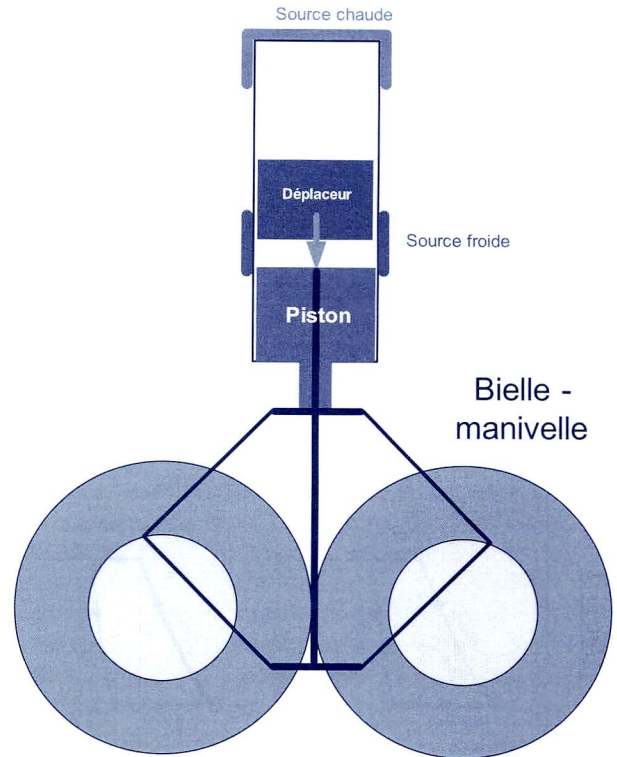


Figure 2c : moteur Stirling à piston lié

Effectivement, le piston commun est entraîné à faire un mouvement alternatif selon son axe. Sa course (amplitude et fréquence) dépend de (T_c - température de la chambre chaude, T_f - température de la chambre froide) et de la force électromagnétique développée par la partie électrique.

Notons d'ailleurs (figure 3) qu'au cours de la compression isotherme, il faut fournir de l'énergie mécanique au gaz. Pour les moteurs Stirling « simple effet », c'est un système de rappel qui l'assure. Celui-ci peut être un ressort pour le moteur à piston libre (figure 2b) : le ressort est comprimé au cours du temps de détente et relâche pour renvoyer le piston au temps de compression. Ce peut être également un système bielle-manivelle pour le moteur à piston lié (figure 2c) entre autres.

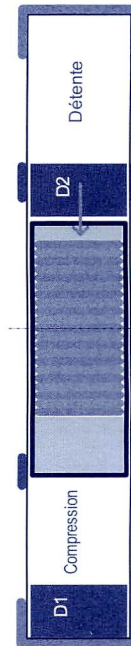
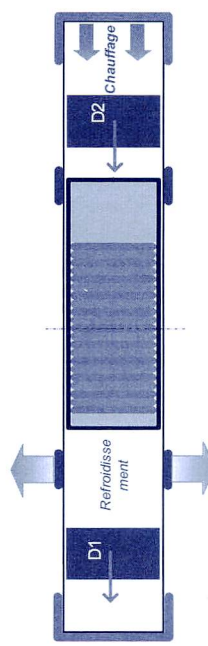
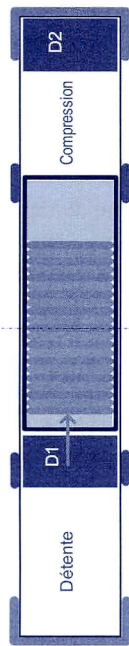
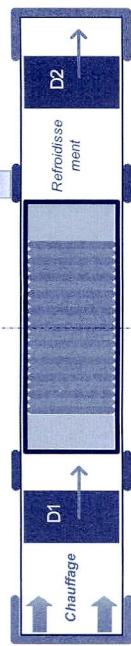
Ce système de rappel joue un rôle indispensable pour le mouvement alternatif du piston. Par exemple, la résonance du système, dépendant entre autre de la raideur ressort, définit la course du piston. De même, avec les bielle-manivelle, le déplacement du piston est bien fixé car il est lié mécaniquement. Tant dis que dans le moteur Stirling "double effet", il n'y a pas nécessité d'élément pour assurer ce rappel. Comme on a dit ci-dessus, deux moteurs thermiques travaillent en opposition de phase. C'est-à-dire que le temps de détente d'un moteur coïncide au temps de compression de l'autre moteur ou d'une autre manière l'un se fait le "ressort de rappel" de l'autre.



Description du fonctionnement

Moteur Stirling 1

Moteur Stirling 2



Chauffage isochore :
Le volume reste constant. Le déplacement fait passer le gaz de la partie froide à la partie chaude. Ainsi, la source cède de l'énergie thermique. La pression et la température du gaz augmentent.

Détente isotherme :
Le volume s'accroît alors que la pression diminue. C'est pendant cette phase que l'énergie motrice est produite. Le déplacement suit le piston moteur au cours de la détente pour que le gaz reste en contact uniquement avec la source chaude

Refroidissement isochore :
Le volume reste constant, mais le déplacement fait passer le gaz de la partie chaude à la partie froide. La source froide récupère de l'énergie thermique. La température et la pression diminuent.

Compression isotherme :
La pression du gaz augmente au fur et à mesure que son volume diminue. Il faut fournir de l'énergie mécanique au gaz pendant cette période. Le déplacement reste en partie gauche pour que le gaz reste en contact uniquement avec la source froide.

Moteur 1

Moteur 2

(en opposition avec le moteur 1)

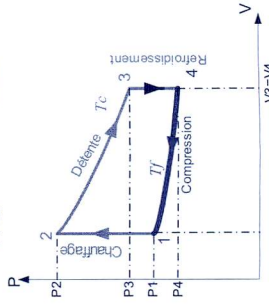
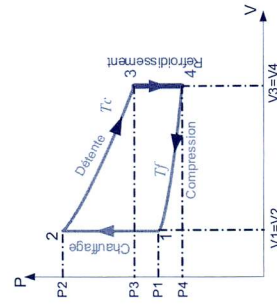
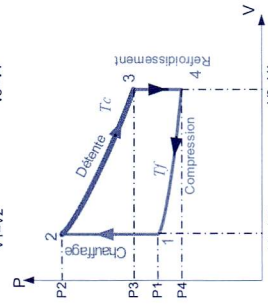
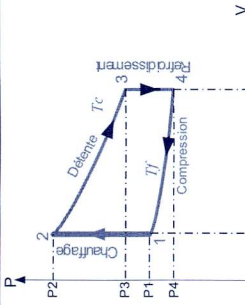


Figure 3 : Moteur Stirling "double effet" : deux moteurs Stirling "simple effet" travaillent en opposition de phase.

Par contre, un tel moteur Stirling n'est pas naturellement stable [1][2]. Cette stabilité devra être assurée par le contrôle/commande de la MAS qui pourra être génératrice et motrice lors d'un même cycle.

L'énergie mécanique du piston va être transformée en énergie électrique grâce à une conversion asynchrone linéaire. Mais il est important de noter que la stabilité du micro-générateur dans son ensemble nécessitera un contrôle/commande global qui gèrera les moteurs thermiques et le générateur électrique.

La commande la machine électrique va nous permettre de synchroniser les deux moteurs thermiques et également de « gommer » les inévitables dissymétries thermiques et mécaniques du système.

Partie électrique : Machine asynchrone linéaire tubulaire à "mover" massif.

La machine est représentée dans la figure suivante :

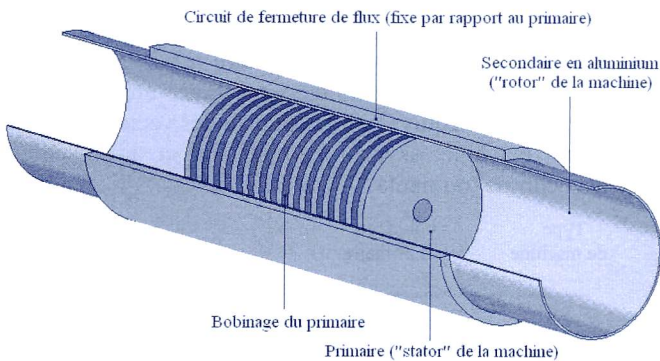


Figure 4 : Structure de la machine asynchrone linéaire tubulaire.

Le primaire (stator intérieur) est triphasé à bobinages globaux impliquant un excellent coefficient de bobinage (>0,85). Sur la figure 4, les bobines sont séparées par des paquets de tôles. L'ensemble est positionné sur un arbre ou axe central.

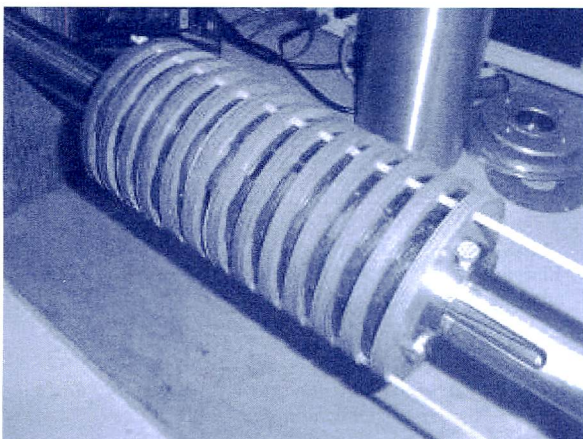


Figure 5 : Bobinage statorique, maquette MAS linéaire (laboratoire SATIE).

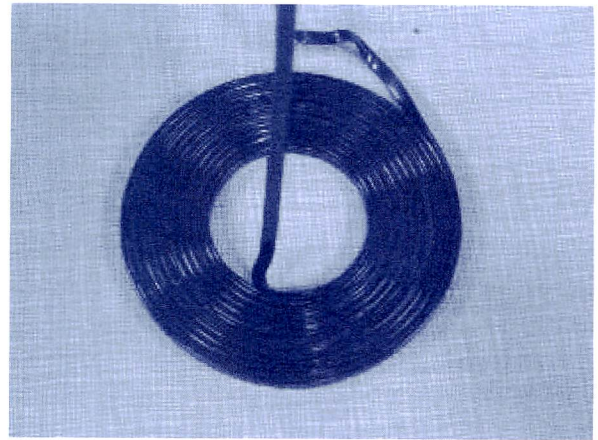


Figure 6 : Une bobine statorique.

La répartition des phases est présentée suivant la figure 7:

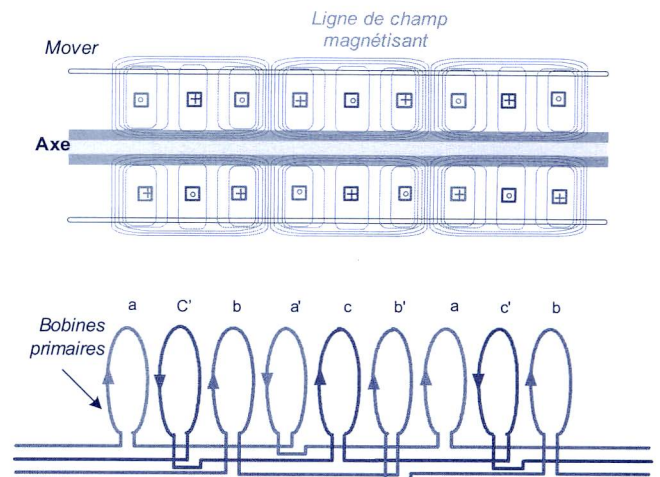


Figure 7 : Bobinage statorique et tracé des lignes du champ magnétisant de la machine asynchrone linéaire tubulaire.

Remarquons que les bobines primaires de la machine n'ont rien à voir avec un solénoïde. En fait, ils créent un champ magnétique radial (voir les lignes de champs fig. 7). Le flux magnétique est perpendiculaire avec la surface du secondaire (mover).

Le secondaire correspondant électriquement au rotor des machines tournantes, il correspond aussi à la jupe du piston du moteur thermique. Comme son mouvement est linéaire, il s'appelle ici "mover". Il est composé d'un tube massif d'aluminium fermé par deux flasques composants les têtes de piston.

La maquette possède une course pouvant aller jusqu'à 100mm (50mm nominalement) et une fréquence de déplacement de 30 Hz. La dimension de la machine est indiquée sur la figure 8.

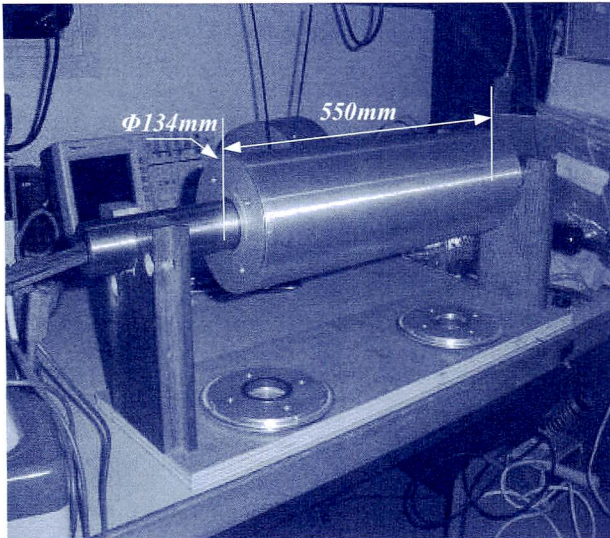


Figure 8 : La machine asynchrone linéaire tubulaire

Les courants d'induit vont se créer au milieu du mover massif. La force électromagnétique est axiale.

Les avantages de la conception adoptée :

- Au niveau de la fabrication, elle est simplifiée à l'extrême, il n'y a pas besoin d'embellage, d'arbre à cames, de chaîne de distribution, de basculeurs ou de poussoirs, de soupapes, de pompe à injection haute pression etc.
- Au niveau de la maintenance, les seules parties mobiles sont le piston et les deux déplaceurs. Il n'y a pas de pièce mobile en contact avec le combustible sous haute température comme par exemple le joint mobile dans le moteur Stirling type α [6]. Il n'y a donc pas d'usure.
- Le fonctionnement est silencieux. Parce que, d'une part, c'est un moteur à combustion externe d'où l'absence d'explosion. D'autre part, grâce au "double effet", il n'y a pas de mouvements bruyants des pièces mécaniques du système de rappel. Par exemple, bruits générés par les oscillations de couple dans les moteurs Stirling à bielle-manivelle.
- Le choix d'une machine asynchrone linéaire offre plusieurs avantages : le générateur utilise directement le mouvement linéaire du moteur Stirling. Le système est rendu plus robuste mécaniquement. Le secondaire en aluminium est très léger par rapport à celui d'une machine synchrone comportant un circuit magnétique et/ou des aimants. Un piston léger permet au cogénérateur une plus grande fréquence de battement.
- Le mover massif tubulaire bénéficie d'une sustentation "naturelle", il n'y a aucune usure des guidages mécaniques. Avec la machine asynchrone linéaire, le rendement électrique peut atteindre 50% [1].

- Le « double effet » permet au micro-cogénérateur une très bonne densité énergétique. Celui-ci développe quelques kW pour un encombrement réduit [1].

Les inconvénients :

- Le moteur Stirling « double effet » à piston libre est par nature instable. Sa modélisation en régime dynamique est soumise à de nombreuses incertitudes [2].
- Le cogénérateur à moteur Stirling et machine asynchrone linéaire demande un contrôle/commande délicat et complexe.

Commande vectorielle en force de la machine asynchrone linéaire :

Selon [4], une machine asynchrone linéaire tubulaire correspond électro-magnétiquement à une machine asynchrone tournante traditionnelle. La figure suivante montre un passage d'une machine asynchrone tournante habituelle à une machine linéaire asynchrone tubulaire, via une machine linéaire asynchrone plate. Cette similitude entre les deux machines implique qu'il est tout à fait équivalent de commander vectoriellement notre machine asynchrone linéaire et la machine asynchrone tournante.

Type de machine	bobinage au primaire	direction des forces créées par le bobinage sur le secondaire
MAS tournante		
MAS tournante		
MAS Linéaire plate		
MAS Linéaire tubulaire		
MAS Linéaire tubulaire		

Figure 9 : Passage d'une machine asynchrone tubulaire à l'échelle [1]

Comme le mover effectue un déplacement alternatif, la force électromagnétique varie continuellement. Le générateur asynchrone linéaire travaille toujours en régime transitoire. La commande vectorielle est bien adaptée pour contrôler la machine dans ce régime dynamique.

Le modèle électrique de la machine linéaire peut être considérée dans un premier temps le même que celui d'une machine tournante. Cependant, il y a quelques modifications dues au mouvement linéaire :

Machine linéaire	Machine tournante
$\omega_1 = \omega_2 + \frac{\pi}{\tau} \frac{dy_p}{dt}$	$\omega_s = \omega_r + p\Omega$
Pulsation statorique	Pulsation statorique
$F_{gene} = \frac{\pi}{\tau} \frac{M_c}{L_{c2}} (\varphi_D i_q - \varphi_Q i_d)$	$C_{gene} = p \frac{M_c}{L_{cr}} (\varphi_D i_q - \varphi_Q i_d)$
Force électromagnétique	Couple électromagnétique

Dans ces équations, les indices minuscules d, q désignent le primaire, les indices majuscule D, Q désignent le secondaire, l'indice 1 désigne le primaire, l'indice 2 le secondaire (machine linéaire), s - statorique, r - rotorique (machine tournante), φ , flux; i , courant, L_c , inductance cyclique, M_c , inductance mutuelle cyclique primaire-secondaire, ω , pulsation électrique.

Par exemple : φ_D , flux secondaire sur l'axe d; i_q , courant primaire sur l'axe q; ω_1 , pulsation électrique primaire, ω_s , pulsation électrique statorique, L_{c2} , inductance cyclique secondaire. τ est la longueur du pas polaire (machine linéaire), y_p , position instantanée du mover (secondaire), p , nombre de paire de pôles (machine tournante), Ω , vitesse de rotation (rad/sec).

La commande vectorielle cherche à se ramener à la commande simple d'une machine à courant continu (MCC) dont le couple s'exprime par :

$$C_{em} = K\Phi I$$

Nous voyons qu'il y a un découplage naturel entre le flux inducteur Φ et le courant d'induit I . Pour régler C_{em} , il suffit de régler I en gardant Φ constant. Pour la machine asynchrone, il est possible d'obtenir une relation étroite entre le courant statorique et le flux rotorique grâce à la transformation de Park. Dans le cas de notre machine linéaire la force s'écrit :

$$F_{gene} = \frac{\pi}{\tau} \frac{M_c}{L_{c2}} (\varphi_D i_q - \varphi_Q i_d)$$

Pour créer un "découplage" entre ces deux grandeurs, nous allons orienter le flux du secondaire pour qu'il n'ait qu'une composante sur l'axe D (figure 9). Par conséquent : $\varphi_2 = \varphi_D$ et $\varphi_Q = 0$, la force électromagnétique devient :

$$F_{gene} = \frac{\pi}{\tau} \frac{M_c}{L_{c2}} (\varphi_D i_q) \text{ ou } F_{gene} = \frac{\pi}{\tau} \frac{M_c}{L_{c2}} (\varphi_2 i_q)$$

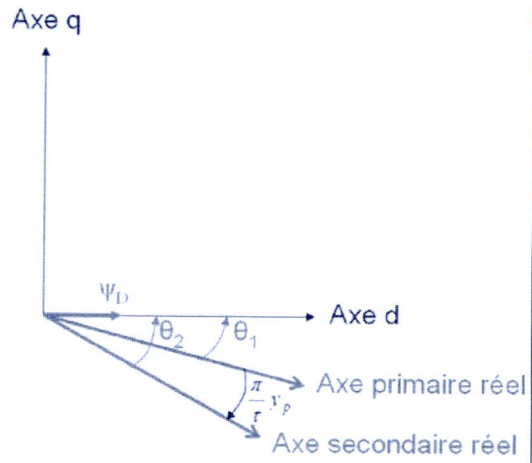


Figure 10 : Orientation de l'axe D du repère de Park suivant le flux

Nous commandons de telle sorte que ϕ_D soit constant (assuré par i_d) et pour régler la force, nous réglons le courant i_q , à l'image de la commande de la MCC.

Introduction au contrôle - commande du système de micro-cogénération

Notre système de micro-cogénération répondra premièrement à un besoin domestique. L'objectif final est de satisfaire aux besoins de confort d'un foyer tels que chauffage, eau chaude sanitaire et électricité.

La commande du système nécessite trois niveaux :

- Assurer le travail en opposition de phase de deux moteurs thermiques Stirling.
- Assurer le fonctionnement stable du moteur Stirling "double effet", dissymétrique par construction, soumis à des variations des sources chaude et froide.
- Assurer le confort de l'habitat (température de la maison, température de l'eau chaude sanitaire, puissance électrique) en tout moment.

La commande complète contient trois boucles d'asservissement :

- *Commande vectorielle en force de la machine asynchrone linéaire*: Elle permet à la machine de développer une force électromagnétique appliquée au mover (piston) selon sa consigne sinusoïdale. Comme nous l'avons dit précédemment, cette commande permet de synchroniser deux moteurs thermiques et de gommer des dissymétries par construction.
- *Commande du piston en position (modèle thermique du moteur "double effet")* : Le piston est soumis non seulement à des forces résistantes du générateur électrique mais aussi à des forces thermodynamiques par le fluide de travail. Si le piston est bien piloté électriquement, cette deuxième boucle stabilise le mouvement de celui-ci en tenant compte des efforts thermodynamiques par le

moteur Stirling "double effet". Le piston est commandé de telle sorte qu'il effectue une course désirée selon un profil sinusoïdal, face au changement de la température des sources chaude et froide.

- Commander le point de fonctionnement du moteur thermique adapté au besoin du foyer:

Une fois le micro-cogénérateur stabilisé, cette commande agit sur la température des sources chaude T_c et froide T_f pour que la production des énergies corresponde instantanément au besoin du foyer.

La figure suivante montre les boucles d'asservissement du système :

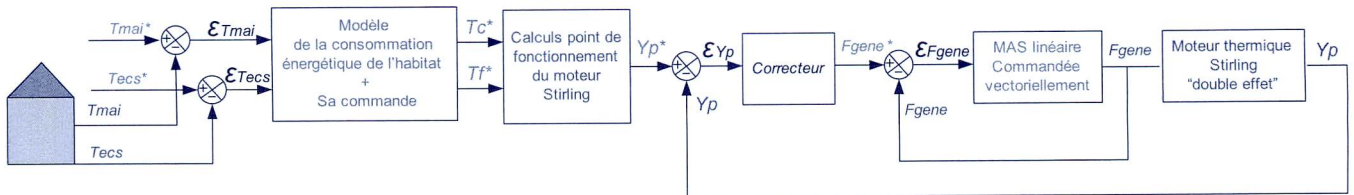


Figure 11 : Asservissement du micro-cogénérateur.

Dans la figure : T_{mai} , T_{ecs} , T_c , T_f , Y_p , F_{gene} sont respectivement température dans la maison, température du ballon d'eau chaude sanitaire, température de la source

chaude (moteur Stirling), température de la source froide, course du piston, force électromagnétique de la machine asynchrone linéaire.

Conclusion

Face à l'épuisement rapide des réserves planétaires d'énergies fossiles au cours du 20ème siècle et leur pénurie prévisible au cours du 21ème siècle, un grand nombre de modes de production d'énergies sont étudiés dont la cogénération. C'est aussi une solution de production décentralisée d'énergie électrique qui réduit les pertes énergétiques dues au transport. La combinaison de deux processus de production thermique et électrique lui permet de valoriser les pertes énergétiques de deux processus séparés. La micro-cogénération (<50kWe) pour l'habitat doit prendre sa place dans les années à venir.

Nos recherches contribuent donc au développement d'un micro-cogénérateur de structure innovante, tout à fait adapté à un besoin domestique. Nos efforts se portent sur l'implantation de la commande vectorielle pour la machine asynchrone en mouvement linéaire alternatif à haute dynamique ainsi que sur la réalisation d'un prototype complet de cogénération. Nos travaux portent sur 3 domaines principaux (thermique, électrotechnique et automatique). Cependant, nos recherches se portent aussi sur les aspects matériaux afin de répondre à des besoins spécifiques, notamment au niveau du « mover » massif mais aussi pour les échangeurs et les régénérateurs qui fonctionnent avec des gaz pulsés.

La structure globale de notre système fait appel à l'utilisation d'un moteur thermique à apport de chaleur externe, moteur Stirling. Par son aspect écologique et ses divers avantages, ce type de moteur thermique sera sans aucun doute plus largement exploité dans le futur proche.

Bibliographie

- [1] Garcia Burrel I. *Modélisation, commande et optimisation d'un système de micro-cogénération par moteur Stirling "double effet" et générateur asynchrone linéaire*, thèse de doctorat de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2007.
- [2] Boucher J. *Dimensionnement d'un moteur Stirling*, thèse de doctorat, laboratoire FEMTO-ST, 2007.
- [3] François P., Garcia Burrel I., Ben Ahmed H., Prévond L. et Multon B. *3D analytical model for a tubular linear induction generator in a Stirling cogeneration system*. Proceeding IEEE IEMDC, Mai 2007.
- [4] Pai R.M Boldea I. et Nasar S.A. *A complete equivalent circuit of a linear induction motor with sheet secondary*. IEEE Trans. on magnetics, 24(1) :pp. 639-654, janvier 1988.
- [5] Robyns B. et Bastard P. *Production décentralisée d'électricité : contexte et enjeux techniques*, 3EI N°39, Décembre 2004.
- [6] Website moteurstirling.com
- [7] Périlhon C., Prévond L., Philippe Nika. *Les micro et mini cogénérations : solutions et spécificités*, 3EI, Juin 2009.
- [8] P. FRANCOIS, L. PREVOND, G. DESCOMBES 2002 Extension internationale. n° PCT-FR02-00173 du 17.01.02 du brevet initial. France IFB 00 CNA LIN du 14.11.2000 «Groupe électrogène à mouvement linéaire alternatif à base de moteur Stirling et procédé de mise en œuvre» BREVET CNAM.

La micro-cogénération en accompagnement de l'évolution des besoins énergétiques des bâtiments

Régis CONTREAU, Charles-Emile HUBERT

GDF SUEZ – Centre de Recherche et d'Innovation sur le Gaz et les Energies Nouvelles (CRIGEN)

e-mail : regis.contreau@gdfsuez.com, charles-emile.hubert@gdfsuez.com

Résumé : Cet article résume la vision du Centre de Recherche et d'Innovation sur le Gaz et les Energies Nouvelles de GDF SUEZ sur un nouvel usage du gaz naturel, l'écogénérateur. Embarquant un module de micro-cogénération, il est l'aboutissement de son intégration au sein d'une chaudière à condensation. Offrant un triptyque d'avantages (économique, énergétique et environnemental) tout en apportant un soutien au réseau électrique, l'écogénérateur pourrait trouver sa place sur le marché français au côté de la chaudière à condensation dès 2010.

1. La micro-cogénération, un nouvel usage du gaz naturel

Les objectifs des politiques environnementales déclenchent de nombreuses réflexions sur les moyens de diminuer les impacts de nos modes de vie, particulièrement dans le domaine de l'énergie et du bâtiment. Le mix énergétique français - notamment en période de pointe de consommation d'électricité - montre que des efforts sont encore possibles dans les modes de production d'énergie électrique et les moyens de chauffage.

Très connue dans le monde industriel, la cogénération de grosse puissance (supérieure à 1 MW électrique) est relativement bien représentée et ce dans tous les pays. En plein développement dans plusieurs pays européens (Grande-Bretagne, Allemagne, Pays-Bas), l'écogénérateur (aussi appelé chaudière électrogène) embarque un module de micro-cogénération (cogénération de puissance inférieure à 36 kW électrique). Ce dernier est intégré au sein d'une chaudière à condensation et alimenté en gaz naturel. Cependant, les objectifs de cogénération sont différents dans ces gammes de faible puissance. La mission de l'écogénérateur est d'abord de répondre à l'ensemble des besoins de chaleur d'un logement, tant pour le chauffage que pour l'Eau Chaude Sanitaire (ECS) ; la production d'électricité, asservie aux besoins de chaleur du logement, reste une conséquence de la production thermique. L'écogénérateur a donc sa place sur le marché énergétique français au côté de la chaudière à condensation.

Deux technologies sont aujourd'hui étudiées par le CRIGEN de GDF SUEZ :

- L'écogénérateur équipé d'un moteur Stirling, un moteur thermique classique à combustion externe dont le ratio Chaleur sur Electricité est environ de 8. Cette technologie est connue depuis longtemps et parfaitement maîtrisée. Elle connaît aujourd'hui un regain d'intérêt grâce à cette nouvelle application. Plusieurs fabricants - dont quelques grands noms parmi les chaudiéristes - proposent aujourd'hui des versions pré-commercialisables en attendant un lancement industriel attendu à l'horizon 2010 - 2011.
- L'écogénérateur intégrant une pile à combustible offrant un ratio Chaleur sur Electricité de 1, encore au stade de développement. Le concept produit est identique mais le cœur de la technologie s'avère différent. La version pile à combustible de l'écogénérateur ne sera donc pas présentée plus avant dans cet article.

En application résidentielle, les écogénérateurs sont dimensionnés sur la partie thermique de façon comparable à une chaudière au gaz naturel. Suivant la présence ou non d'un ballon d'accumulation pour l'ECS, la puissance thermique varie de 13 à 24 kW. La puissance électrique avoisine 1 kW, certaines versions adaptées à des besoins plus importants pouvant atteindre 3 à 5 kW. Le contexte réglementaire français permet aujourd'hui à la micro-cogénération de bénéficier d'un tarif de rachat égal au tarif réglementé de vente de l'électricité hors taxes. Pour des questions de rentabilité, cela conduit à préférer l'autoconsommation de l'énergie sur site lorsque l'écogénérateur produit de l'énergie électrique, le surplus étant réinjecté au réseau. Pour l'utilisateur

final, les économies sur la facture énergétique du logement sont appréciables.

Les atouts d'un tel produit pourraient conduire à son développement sur le plan national à moyen terme, en suite directe de nos voisins européens.

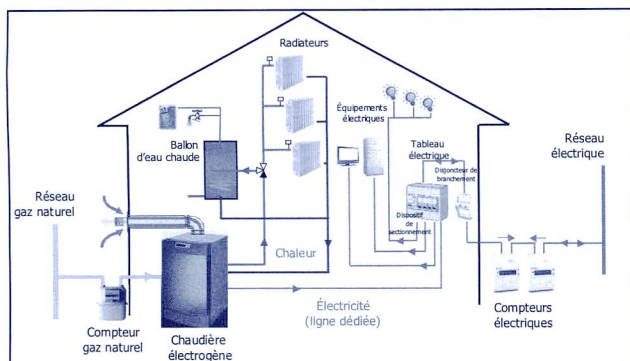


Figure 1 : l'écogénérateur au sein du logement

En terme de performance, le rendement global est comparable à celui d'une chaudière à condensation et défini tel que :

$$\eta_G = \frac{P_{Elec} + P_{Chaleur}}{P_{Gaz}}$$

avec : η_G : rendement global

P_{Elec} : puissance électrique produite

$P_{Chaleur}$: puissance thermique produite

P_{Gaz} : puissance gaz consommée

Ajouté à ce critère le ratio Chaleur sur Electricité est déterminant pour l'essor de ces technologies et leur date d'introduction sur le marché grand public. En effet, la diminution des besoins thermiques des bâtiments liée au durcissement des réglementations thermiques amène ce ratio à la baisse. En parallèle, l'augmentation de la consommation électrique des équipements de loisir accentue cet effet.

2. Deux technologies différentes de génération d'électricité

Deux technologies de génération d'électricité sont aujourd'hui en cours de développement pour les modules de micro-cogénération à moteur Stirling :

- Une génératrice asynchrone à cage d'écurie tournante couplée à un moteur Stirling quatre pistons : cette option devrait offrir la possibilité de disposer d'un écogénérateur à moindre coût.
- Une génératrice synchrone à aimants permanents linéaire couplée à un moteur Stirling à piston libre dotée de meilleures performances mais à un prix plus élevé.

La vitesse d'atteinte du régime établi est un critère déterminant dans le choix de la technologie de génération. L'apport de chaleur externe confère une forte inertie au moteur Stirling. On privilégiera donc une montée en température rapide afin d'atteindre la puissance nominale en moins de dix minutes.

3. Une opération de démonstration menée par le CRIGEN de GDF SUEZ sur 40 écogénérateurs

Première en France, quarante écogénérateurs ont été installés en maisons individuelles existantes. La phase d'installation s'est étalée d'octobre 2007 à mai 2008. Elle a permis de montrer qu'elle était à terme identique à celle d'une chaudière traditionnelle avec ballon d'ECS accumulée soit une durée totale de 1 à 2 jours. La formation spécifique à destination des installateurs repose sur deux demi-journées lors desquelles sont rappelés les grands principes de la technologie et les éléments spécifiques à la prise en main du système. La maintenance est identique à celle d'une chaudière traditionnelle ; la partie micro-cogénération scellée revendique une durée de vie de quinze ans, avantage notable des moteurs à combustion externe.

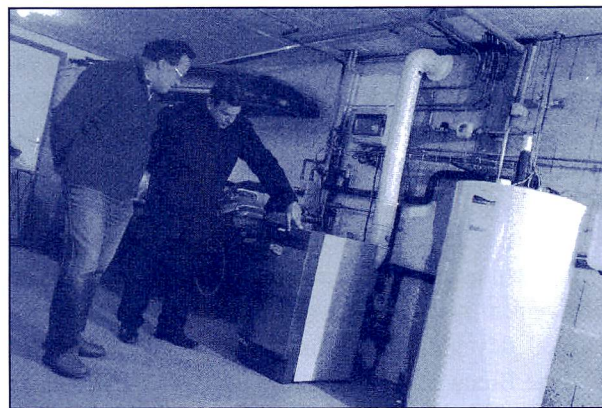


Figure 2 : un exemple d'installation

4. Produire de l'électricité au plus près des besoins et des lieux de consommations

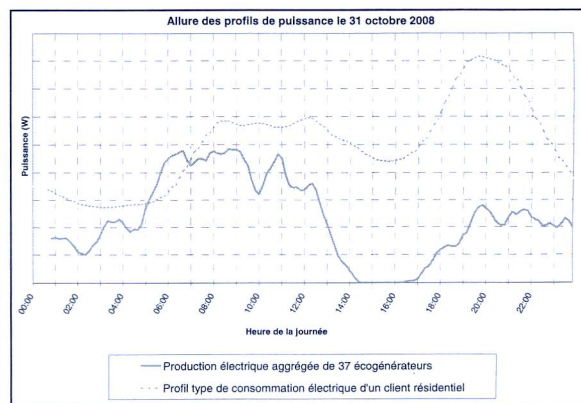


Figure 3 : allure des profils de production et de consommation (source : opération de démonstration)

La figure 3 montre un des principaux atouts de l'écogénérateur ; la production est concomitante aux périodes de forte consommation électrique. On note en effet une corrélation importante entre besoins thermiques et électriques d'un client résidentiel. L'asservissement de la production d'électricité à la production de chaleur permet de bénéficier de cet atout.

Durant ces périodes de pointe, le parc thermique à flamme - fortement émetteur de gaz à effet de serre - est sollicité. La production saisonnière des écogénérateurs offre donc une réelle complémentarité avec la production centralisée peu carbonée en base (parc nucléaire et éolien). Ainsi, les écogénérateurs apportent au système électrique un soutien saisonnier et journalier lors des pointes de consommation (vague de froid par exemple).

D'un point de vue énergétique

La production combinée de chaleur et d'électricité se révèle plus efficace que des productions séparées. De plus, la production distribuée permet de s'affranchir des pertes du réseau de transport et de distribution (8 à 10% pour l'électricité distribuée). Ainsi, en comparaison avec les meilleures technologies de chauffage disponibles (pompes à chaleur électrique et chaudières à condensation) et un appel au système centralisé électrique, l'écogénérateur offre un gain en énergie primaire de l'ordre de 15%.

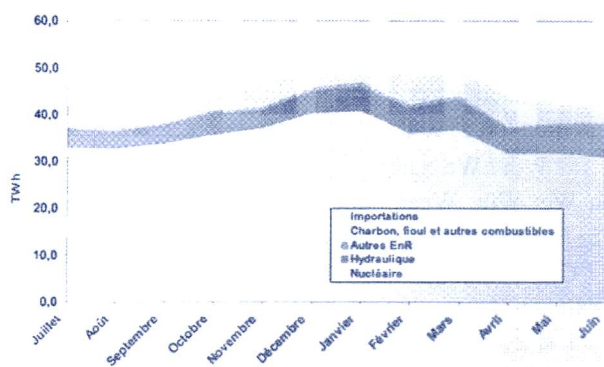


Figure 4 : origine de la consommation énergétique française (2e semestre 2006 – 1er semestre 2007)

L'écogénérateur a ainsi récemment été intégré dans la réglementation thermique (RT, version 2005). Il a toutes les qualités pour positionner un logement dans des gammes réglementaires plus contraignantes, par exemple celle du Bâtiment Basse Consommation (consommation d'énergie primaire inférieure à 50 kWh/m²/an).

D'un point de vue environnemental

Les écogénérateurs réduisent de l'ordre de 25% les émissions de gaz à effet de serre par rapport aux

meilleures technologies de chauffage disponibles en éliminant essentiellement la production électrique du parc thermique à flamme. Les autres impacts (acidification atmosphérique, eutrophisation des eaux...) sont également réduits.

D'un point de vue réseau électrique

Le réseau électrique est dimensionné sur les appels de puissance en période de pointe (en début de matinée et en soirée en Europe de l'Ouest). La puissance de dimensionnement moyenne pour un client résidentiel se situe aux environs de 1,5 kW. Ainsi, dans la plupart des cas, la puissance de production de l'écogénérateur n'impacte pas le réseau du moment qu'elle reste inférieure à ce seuil. De plus, au vu du profil de production évoqué plus haut, il pourrait venir en aide aux gestionnaires de réseau de distribution dans des cas de réseaux ruraux fragilisés ou par l'intermédiaire de reports d'investissement. L'écogénérateur est également très adapté pour s'intégrer dans les futurs réseaux électriques, notamment via les concepts d'agrégation de petits moyens de production décentralisée et de centrales électriques virtuelles.

Le contexte réglementaire français en terme d'autorisation de raccordement au réseau électrique reste encore complexe. Les démarches ont hérité de la difficulté liée aux installations de forte puissance et peuvent paraître inadaptées. Les gestionnaires du réseau de distribution d'électricité annoncent une simplification des procédures au cours de l'année 2009 et sont force de proposition envers cette nouvelle technologie.

5. Conclusion

En regard des attentes des bâtiments en terme de besoin énergétique, les écogénérateurs paraissent être une réponse adaptée. Economiques, ils présentent des atouts intéressants d'un point de vue énergétique et environnemental. Si cette technologie atteint des coûts compétitifs par rapport aux solutions traditionnelles, il est probable que l'écogénérateur incarne le renouveau du moteur Stirling.

Dimensionnement et protection électrique d'une centrale de cogénération

Gilles BEAUFILS

Institut d'Electronique du Sud. Groupe Energie Matériaux. Cc 079. Université Montpellier 2.
34095 Montpellier Cedex 05
beaufils@univ-montp2.fr

Résumé : les centrales de cogénération produisent simultanément de la chaleur et de l'électricité, souvent à partir du gaz naturel, les principes de leur dimensionnement technique et économique sont décrits et illustrés. Des éléments de rentabilité économique et de coûts, incontournables dans tout équipement énergétique, sont donnés. La protection électrique HTA des centrales de cogénération aborde les fonctions, les objectifs, les méthodes et la mise en œuvre des protections générales et de découplage.

1. Dimensionnement technique et économique

1.1. Problème posé

Comment déterminer les dimensions caractéristiques d'une installation de cogénération sous obligation d'achat de l'électricité par EDF : puissances électrique P_e et thermique P_{th} , énergies électrique W_e et thermique W_{th} , niveau de puissance \times durée de fonctionnement, efficacité énergétique ?

Quels sont les objectifs : des gains énergétiques, des gains économiques ou financiers, des gains écologiques ou environnementaux ?

Le dimensionnement peut se décliner sur deux plans : technique et économique.

Le dimensionnement technique est fondé sur les besoins de chaleur, avec un objectif de répondre à la demande thermique. Il faut connaître les besoins locaux de chaleur, traduits par la courbe de charge annuelle (puissance appelée en fonction de l'heure ou du jour de l'année) et la monotone annuelle de puissance (puissance appelée en fonction du nombre d'heures au cours de laquelle elle est dépassée, c.f §1.3). La puissance crête ou à la pointe doit également être connue.

Un dimensionnement poussé exige une analyse fine des besoins thermiques corrigés avec la température extérieure ou les degrés jour unifié (DJU). Les DJU expriment la sévérité du climat ; c'est la différence entre la température intérieure de référence 18°C et la température extérieure médiane $(T_{max} + T_{min})/2$ de la journée.

Cette activité de conception relève du domaine thermique, énergétique ou génie climatique.

Le dimensionnement économique est fondé sur la vente d'électricité avec un objectif d'optimisation de la rentabilité économique.

Il tire profil de l'obligation d'achat à un tarif intéressant par EDF, et de quelques dispositions fiscales ; il peut conduire à un surdimensionnement électrique et/ou thermique.

1.2. Dimensionnement technique.

Dimensionnement économique d'une cogénération.

Illustrons ces deux démarches par 2 exemples volontairement simples, mais démonstratifs. Ceci en respectant les contraintes réglementaires :

- rendement énergétique global annuel η_w
- $\eta_w = (W_e + W_{th} \text{ utilisée}) / W_{gaz} > 65\%$
- $W_{th} / W_e > 50\%$

où W_e , W_{th} , W_{gaz} : énergie électrique, thermique et gaz (pour cogénération au gaz naturel).

Ces conditions sont à respecter pour obtenir le certificat de conformité (délivré par la DRIRE) qui donne droit à l'obligation d'achat.

1.2.1. Données de départ

Besoins thermiques basés sur une puissance P_{th} moyenne ou constante de 1 MW, soit une énergie $W_{th} = 1 \text{ MW} \times 3624 \text{ h} \times 0,95 = 3443 \text{ MWh}$ [3624 h = nombre d'heures de fonctionnement du 1er novembre au 31 mars et 0,95 = taux de disponibilité].

Groupes de cogénération : moteur à gaz.

Rendement électrique et thermique :

$$\eta_e = P_e / P_{gaz} = 40\% \quad \eta_{th} = P_{th} / P_{gaz} = 40\%$$

(il s'agit de groupes performants, notamment pour η_e ; les rendements habituels (RAP1) sont de 32 et 35%).

Prix du gaz = 21,35€/MWh (PCI) - Prix de vente électricité : 95€/MWh

Coût d'investissement (€) = 666 x P élec (kW) + 349.000

Coût d'exploitation (€) = 51,5 x Pélec (kW) + 5.200 Base 2001. Source : rapport cogénération (RAP1) et annexe page 2.

La chaleur est valorisée au coût du combustible d'une chaudière gaz avec $\eta : 0,9$.

Hypothèses simplificatrices : $\eta_e = \eta_{th}$; taxes, amortissement, impôts écartés.

1.2.2. Résultats

Les résultats des deux dimensionnements avec des solutions techniques différentes sont synthétisés sous forme de bilans : puissance, énergie, économie.

Dimensionnement technique sur base thermique.

Solution 1 : groupe cogénération

$P_e = 1 \text{ MWe} - P_{th} = 1 \text{ MWth}$

$\eta_w : 80\% - \text{Ree} : 72\%$ (c.f annexe)

Puissance (MW)



Energie (MWh)



Economie. Bilan annuel (k€)

Coût gaz + exploitation : 184 + 57 = 241

Vente ou recette électricité : 327

Valorisation chaleur : 82

Gain : 327 + 82 - 241 = 86

Investissement I1 : 1015

Dimensionnement économique sur base électrique.

Solution 2 : groupe cogénération

$P_e = 1,5 \text{ MWe} - P_{th} = 1,5 \text{ MWth}$

$\eta_w : 66,7\% - \text{Ree} : 57\%$

Puissance (MW)



Energie (MWh)



Wth non utilisée/Wth disponible : 33%

Economie. Bilan annuel (k€)

Coût gaz + exploitation : 276 + 82 = 358

Vente ou recette électricité : 491

Valorisation chaleur : 82 (chaleur utilisée)

Gain : 491 + 82 - 358 = 133

Investissement I2 : 1348

Comparatif : la solution 2 requiert un investissement plus important (+333 k€) que la solution 1, mais procure un gain plus important : 47 k€/an.

Le temps de retour sur l'investissement est $tr = 333/47 \approx 7$ ans.

Conclusion : le dimensionnement économique apporte une augmentation de bénéfice donc un intérêt économique et financier pour l'opérateur (institution, administration, investisseur...).

Mais il conduit à un surdimensionnement (1,5 MWth au lieu de 1 MWth moyen) avec pour conséquence 33% de l'énergie thermique Wth disponible non utilisée et rejetée dans l'atmosphère. Ce qui a un impact certain sur le plan de l'efficacité énergétique et du développement durable.

1.3. Cas concret : cogénération hospitalière CHRU de Montpellier

Caractéristiques. Consommation de chaleur : 22.419 MWh PCI sur 5 mois d'un hiver normal (96/97). Fournie initialement par 3 chaudières à bruleur mixte fioul/gaz.

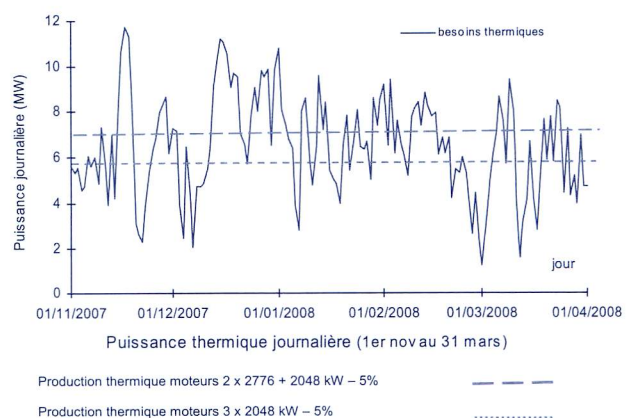


Figure 1 : besoins thermiques journaliers de l'hôpital

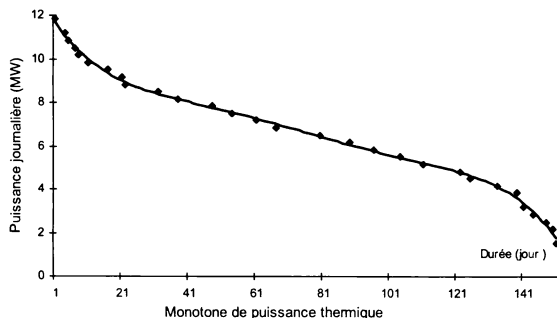


Figure 2 : besoins thermiques. Courbe monotone.

L'apport de chaleur par une installation de cogénération à base de 3 moteurs à gaz a été étudié avec différentes combinaisons de machines.

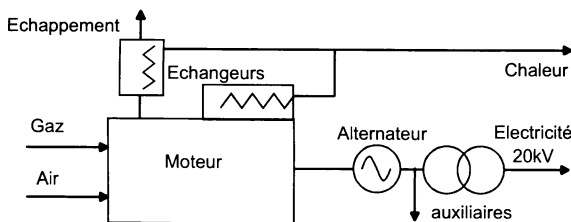


Figure 3 : structure de la cogénération

Caractéristiques des moteurs GE Jenbacher à 20 et 16 cylindres :

- récupération de chaleur sur les gaz d'échappement (~52%), l'eau de refroidissement (~17%), l'huile (~12%) et le mélange d'admission air/gaz (~19%).

Puissance électrique nette avec auxiliaires et pertes transformateur déduits.

- groupe JMS620 : P_{gaz} : 6621 kW. P_e : 2640 kW. P_{th} : 2819 kW. η_e : 39,9%. η_{th} : 42,6%.

- groupe JMS616 : P_{gaz} : 4817 kW. P_e : 1876 kW. P_{th} : 2100 kW. η_e : 39%. η_{th} : 43,6%.

Une chaufferie de 25 MW avec 3 chaudières gaz complète l'apport thermique et sert à l'eau chaude sanitaire.

L'énergie thermique fournie pour 2 configurations de cogénérateurs avec une indisponibilité de 5% pendant les 5 mois d'hiver est représentée sur le diagramme précédent figure 1.

Les résultats pour l'installation réelle (1 x 2100 + 2 x 2819 kWth) sont synthétisés ci dessous. Hypothèses et bases de calculs : idem qu'au § 1.2.1.

Le temps de retour $t_r = I / \text{Economie d'exploitation} \approx 4,5 \text{ans}$.

Conclusions.

Les économies réalisées par le centre hospitalier ont permis le financement d'une centrale électrique de secours et EJP de 8 MVA, ainsi qu'une réduction du déficit de l'hôpital.

Bilan annuel	unités	Situation initiale avec chaudières	Situation avec cogénération	+ complément chaufferie
Consommation gaz	MWh PCI	22.419	63.730	5.524
Production thermique	MWh th	20.177	25.573	4.972
Production électrique	MWh e		24.637	
Coût gaz (21,35€/MWh PCI)	k€	479	1.360	106
Coût exploitation	k€	260*	374	100**
Recette électrique (95€/MWh)	k€		2.340	
Bilan d'exploitation	k€	A - 739		B 400
Investissement I	k€		5.114	
Economie d'exploitation	k€		E = B - A	1.139

* : exploitation, maintenance externalisées. ** : en interne avec des interventions externes ponctuelles

Le financement de la cogénération a été assuré en partie par un organisme financier (UNIFERGIE), société de crédit bail du secteur de l'énergie.

Les études et bilans élaborés en avant projet sont prévisionnels et reposent sur des hypothèses et données (prix du gaz, consommation thermique) connues 2 à 3 ans avant l'exploitation de la cogénération, mais qui peuvent évoluer fortement.

Au stade d'avant-projet, le cahier des charges spécifie le niveau des économies d'exploitation attendues.

L'hiver 2007/2008 a été particulièrement clément ; un des trois moteurs de la cogénération a été arrêté 15 jours afin de respecter la contrainte de rendement énergétique ($\eta_w > 65\%$), impactant les recettes électriques.



2. Rentabilité économique

2.1. Critères

Pour un opérateur énergétique, un industriel, une institution (université, hôpital, office HLM...), une cogénération représente un investissement qui se décide s'il présente une rentabilité économique. Celle-ci est définie par différents critères dont le temps de retour (le plus connu) et le TRI (taux de rentabilité interne).

tr : temps de retour sur l'investissement. Il caractérise au bout de quel temps l'investissement est récupéré par les bénéfices.

TRI : c'est le taux de rémunération du capital investi. Les bénéfices réalisés permettent de récupérer l'investissement augmenté d'un revenu de taux $i = TRI$.

Il peut se calculer avec Excel, ce qui est illustré sur 2 exemples simples. Investissement initial 100 € ou k€, bénéfice annuel 20 € ou k€.

An 0	An 1	2	3	4	5
- 100	20	20	20	20	20

Sur 5 ans le TRI = 0% (ce qui est logique) ; sur 12 ans avec les mêmes bénéfices TRI = 16,9%.

Les calculs pour les exemples du § 1.2.1 et du § 1.3 donnent : TRI sol 1 : 12,5%. TRI sol 2 : 11,7% et TRI centre hospitalier : 17%.

2.2. Application aux installations de cogénération

Dans le rapport (RAP1), aux analyses et calculs détaillés (avec impôt, amortissement, crédit-bail...), le TRI après impôts des sites visités varie de 5,8 à 11% et celui des simulations de 0,3 à 10% (cas extrêmes d'augmentation du gaz de 100% sur 4 ans).

Pour les rapporteurs (inspecteurs des finances et ingénieur des mines) un TRI (après impôts) de 5 à 6% sur la durée de vie de la cogénération peut-être considéré comme convenable (comparé à d'autres références comme le taux des obligations d'Etat de 3,8% à 10 ans....).

Pour les cogénérateurs (EPlus), le TRI d'une installation doit être d'environ 12% (après impôts et hors inflation) pour être attractif, et c'est un critère décisionnel d'investissement.

On peut se poser la question de la différence d'appréciation de la valeur du TRI selon le point de vue. Le mode de calcul est à préciser également.

2.3. Prix et coûts

2.3.1. Pour les cogénérations sous obligation d'achat par EDF

Achat de l'énergie électrique.

Le tarif d'achat est basé sur la puissance P_e (part fixe), l'énergie W_e (part proportionnelle) et les performances énergétiques Ree (rémunération complémentaire) et se met sous la forme :

Tarif = $a P_e + b W_e + c$ (performances).
Aux conditions de 2001 du § 1.2.1 (gaz 21,35 €/MWh PCI) – disponibilité de 95% et $Ree > 65\%$, $P_e : 7,2$ MW, le tarif d'achat est de 95 €/MWh, et se décompose en part proportionnelle 49%, part fixe 47% et rémunération complémentaire 4%.

On mesure l'intérêt d'avoir une puissance électrique élevée, qui peut mener un surdimensionnement.

La rémunération complémentaire est trop faible selon (RAP1) et n'encourage pas suffisamment l'efficacité énergétique.

La part fixe est sensible à la disponibilité de l'installation.

Le prix de l'énergie électrique prend en compte le prix du gaz avec ses évolutions, mais ce prix est plafonné. Ceci fait l'objet de discussions entre le ministère de l'industrie, EDF et les cogénérateurs.

Evolution du prix du gaz tarif STS : 10 €/MWh PCI à 38 €/MWh PCI de 1997 à début 2009. (abonnement compris sur une base de consommation de 80 GWh annuel) (IND1).

En 2008, le tarif d'achat est de l'ordre de 120 €/MWh, pour 31 €/MWh de gaz (RAP1).

2.3.2. Pour les entreprises et particuliers (IND1)

La part fixe est l'abonnement ou la prime fixe.

Pour les entreprises en 2008 :

	€/MWh	Part prop	Part fixe
Electricité *	80	75 %	25 %
Gaz **	38	~ 93 %	~ 7 %

* : EDF tarif Vert A5 option base LU (au 15/08/08). Hors taxes, CSPE inclus. Pour 26092 MWh en hiver du 1/11 au 31/03.

** : GDF tarif STS réglementé. Hors taxes, TICGN incluse. Pour 80 GWh sur 1 an.

L'électricité en tarif vert est consommée en hiver pour se rapprocher du tarif d'achat de la cogénération qui fonctionne en hiver également.

Pour les particuliers en 2008 :

	€/MWh	Part prop	Part fixe
Electricité *	97	86 %	14 %
Gaz **	50	76 %	24 %

* : EDF tarif Bleu option base. Hors taxes, cspe inclus. Pour 4 MWh sur 1 an.

** : GDF tarif B1 réglementé. Hors taxes. Pour 11,1 MWh sur 1 an.

CSPE : contribution au service public de l'électricité. TICGN : taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel.

3. Protection électrique HTA

Les centrales de cogénération, comme d'autres moyens de production décentralisée (éolien, photovoltaïque, hydraulique) par leur contribution aux courants de court-circuit ou puissance de court-circuit, modifient le plan de protection. Ce plan a pour fonction ou rôle la détection et l'élimination de tout défaut apparaissant sur les réseaux électriques publics ou privés.

Il coordonne les différents systèmes de protection des réseaux HTA et HTB.

Le dispositif de protection d'une cogénération ne peut être pris isolément. Il s'insère dans un système de protection global que recouvre le plan de protection coordonné assurant une sélectivité entre ces diverses protections.

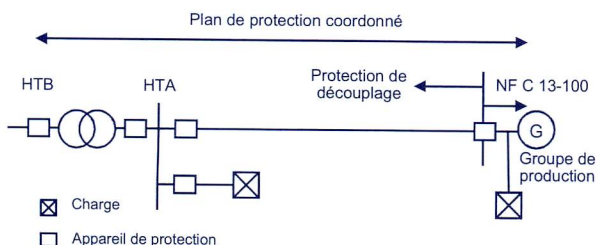


Figure 4 : plan de protection électrique

3.1. Réglementation - Normes

Les conditions techniques de raccordement au réseau public HTA pour les installations de production de puissance supérieure à 1 MW sont fixées par décrets (IND2) et arrêtés dont celui du 3/06/1998.

Sur le point de la protection dite de découplage, 2 cas sont considérés :

- défaut interne à l'installation du producteur, les répercussions sur le réseau et sur les autres clients doivent être limitées. Une protection générale doit le séparer automatiquement du réseau.

- défauts sur le réseau (externes au producteur) : il s'agit d'éviter d'alimenter un défaut ou de laisser sous tension un ouvrage en défaut, ne pas alimenter les autres clients à une tension ou à une fréquence anormale, de permettre les ré-enclenchements automatiques des ouvrages du réseau.

Il faut toutefois éviter les découplages injustifiés des producteurs ainsi que des réalimentations risquant d'endommager son matériel en raison d'un déphasage de la tension des alternateurs. Ces résultats sont obtenus en équipant l'installation du producteur d'une "protection de découplage".

Les préconisations ou dispositions fixées par ce décret :

Les défauts internes peuvent être des courts-circuits ou des défauts d'isolement par rapport à la terre. La protection générale est définie par la norme NF C 13-100.

Pour les défauts sur le réseau, une protection de découplage intervient pour découpler la source autonome du réseau de distribution et interrompre le fonctionnement en parallèle de la source.

Nota : l'appareil de protection générale assure souvent la protection de découplage.

3.2. Protection contre les défauts internes au producteur ou protection C 13-100

Cette norme relative aux postes de livraison alimentés par un réseau de distribution publique HTA, traite de la détection des défauts monophasés (phase - terre) et polyphasés (court-circuit biphasé ou triphasé).

La protection par disjoncteur est une protection ampèremétrique à maximum de courant.

3.2.1. Définition de la protection. Objectifs.

Outre le courant de court-circuit maximal présumé, quatre grandeurs électriques sont à prendre en compte pour le choix et le réglage de la protection :

IB : somme des courants assignés (ou nominaux) des appareils susceptibles d'être mis sous tension par le réseau (en général les transformateurs).

IM : courant maximal physiquement injecté sur le réseau HTA en régime permanent par l'installation de production.

Iccbi : courant de court-circuit biphasé minimal au point le plus impédant de l'installation HTA de la centrale, machines de production couplées.

IcctriG : courant de court-circuit triphasé maximal injecté par les machines 100 ms après l'apparition d'un

défaut immédiatement en amont de la protection NF C 13-100.

Les exigences sont un déclenchement sûr (raison de sécurité) et d'éviter les déclenchements intempestifs.

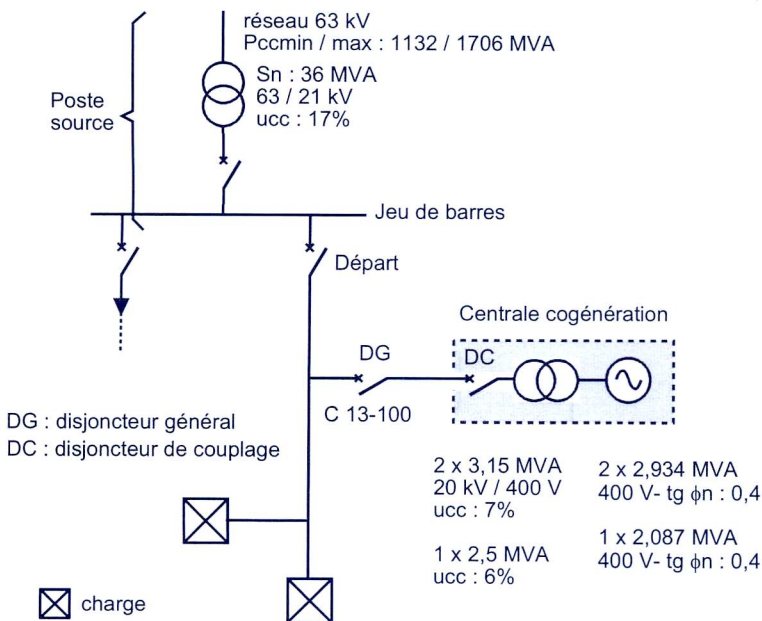
Rappel : pour un poste privé sans production, le courant de réglage des déclencheurs est égal à la plus petite des deux valeurs suivantes : 0,8 Iccbi et 8 IB ; et l'élimination du courant de court-circuit doit, en règle générale, être effectuée en 0,2 seconde au plus.

3.2.2. Réglages

Conditions	Justifications
1 Iréglage < Iccbi mini	Déclenchement sur le plus petit courant de court-circuit.
2 Iréglage > 5 à 8 IB	Eviter les déclenchements intempestifs à la mise sous tension des charges (courant d'appel).
3 Iréglage > IM	Ne pas déclencher sur l'intensité du courant délivré par le producteur.
4 Iréglage > Icctri G	Ne pas déclencher sur un défaut sur le réseau HTA.

3.2.3. Cas concret. Cogénération de centre hospitalier.

Elle comprend deux alternateurs de 2,934 MVA et un de 2,087 MVA



Liaison jeu de barres – centrale : câble tripolaire en aluminium de

1 km de 3 x 1 x 240mm²
+ 3 km de 3 x 1 x 150mm².

Neutre HTA à la terre par une résistance de 40 Ω au transformateur du poste source.

Neutre BT cogénération : IT

Figure 5 : schéma électrique du réseau et de la centrale de cogénération

3.2.3.1. Calculs des courants.

Iccbi : courant de court-circuit biphasé

$$I_{ccbi} = \frac{U}{2(Z_{TR,HTA} + Z_{cc,HTA} + Z_L)}$$

Où Z_{TR,HTA} et Z_{ccHTA} : impédance par phase du transformateur 63/21 kV et du réseau 63 kV ramenées en HTA; Z_L impédance de la liaison.

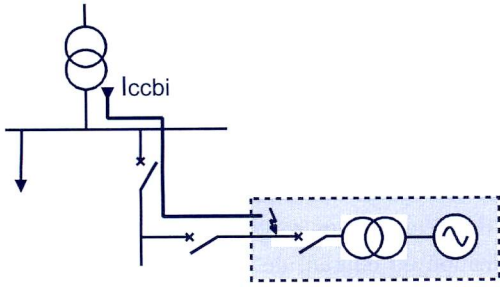


Figure 6 : court-circuit biphasé dans la centrale

$$Z_{TR,HTA} = U_{cc\%} \cdot U^2_{HTA}/S_n = 17/100 \cdot 21^2/36 = 2,08 \Omega$$

$$Z_{CCHTA \max} \approx X_{CCHTA \max} = 3 V^2_{HTA} / P_{cmin} = U^2_{HTA} / P_{cmin}$$

$$X_{CCHTA \max} = 21^2 / 1132 = 0,30 \Omega$$

$$Z_L = 0,755 + j 0,52 \Omega$$

$$I_{ccbi} = (21) / 2 \cdot (0,755^2 + 2,99^2)^{1/2} = 3405 \text{ A}$$

IB = 0 car les transformateurs sont mis sous tension par les alternateurs de la centrale et non par le réseau (obligé dans ce schéma).

IM : La puissance apparente totale vaut

$$S_{total} = \sqrt{3} U I_M = 7,955 \text{ MVA}$$

(les S s'ajoutent car même tg Φ des alternateurs)

$$I_M = 230 \text{ A avec } U = 20 \text{ kV}$$

Icctri G = 1020 A à 100 ms. Il est calculé en conformité avec la norme CEI 909, 100ms après l'apparition de défaut pour tenir compte du temps de réponse du dispositif de protection.

Il s'agit du courant subtransitoire où interviennent la réactance subtransitoire directe X''d et la réactance synchrone inverse Xi. Ces valeurs de réactances sont à fournir par le producteur au gestionnaire du réseau de distribution. Il en est de même par exemple pour les génératrices (sans convertisseur statique) des éoliennes. (SCH).

3.2.3.2. Réglage pratique

A partir des valeurs calculées, la plage de réglage est déterminée figure 7.

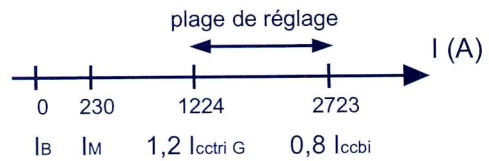


Figure 7 : réglage du disjoncteur DG

Réglages définitifs : disjoncteur DG : 1200 A – 0,15 s. Disjoncteur départ : 1467 A – 0,5 s. Les courbes de déclenchement sont à temps constant.

3.2.3.3. Mise en œuvre de la protection

Elle est réalisée par un relais de protection SEPAM 2000 de Schneider avec 3 transformateurs de tension 20kV/√3 / 100V/√3 et 3 transformateurs de courant 300A / 5A.

On note la présence de circuits bouchons 175 Hz/ 188 Hz pour ne pas perturber la transmission des signaux tarifaires.

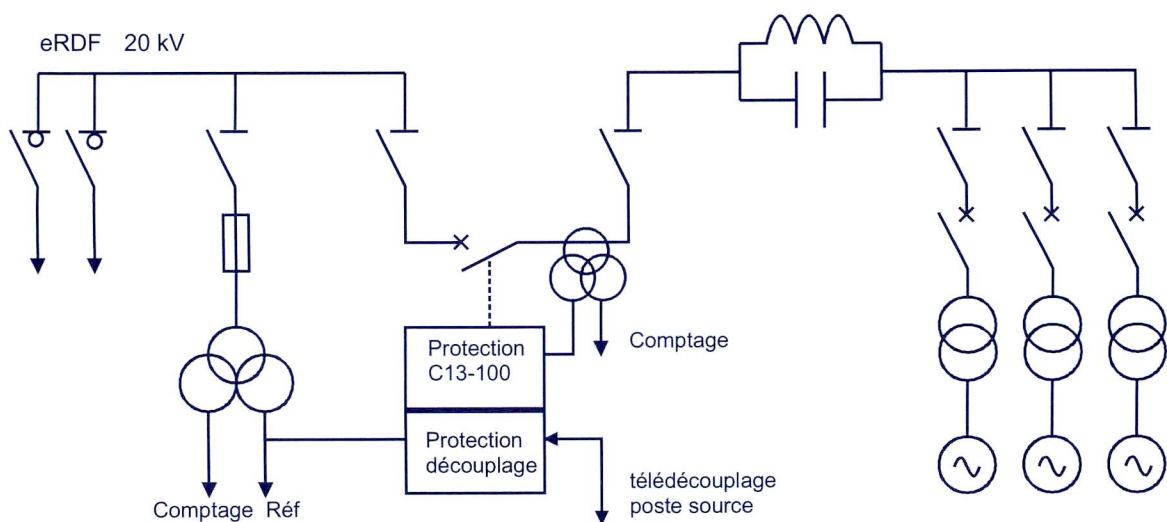


Figure 8 : schéma de la protection C13-100 et de la protection de découplage

3.3. Protection de découplage

3.3.1. Fonction

Détecter :

- un défaut d'isolement sur le réseau HTA de distribution,
- la marche en réseau séparé de la cogénération.

Séparer ou découpler la cogénération pour éviter d'alimenter un défaut, ou ne pas alimenter les autres clients à une tension ou à une fréquence anormale.

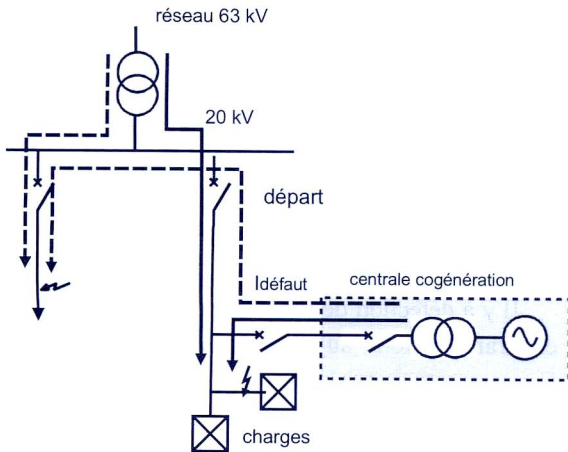


Figure 9 : cas de 2 localisations de défauts

3.3.2. Risques

Quels sont les risques posés par une production décentralisée sur un réseau HTA séparé en défaut ou sain (disjoncteur départ ouvert) ?

Cas 1 : défaut sur le départ desservant le producteur.

Aggravation du défaut, surcharge des générateurs.

Risques électriques pour les intervenants.

Faux couplage à la fermeture du disjoncteur départ en cas de déphasage ou rupture de synchronisme (entre poste source et générateurs). Dégâts matériels sur les générateurs.

Cas 2 : absence de défaut.

Faux couplage à la fermeture du disjoncteur départ.

a) Production >> Consommation (ou <<) : excédent ou déficit de puissance active et/ou réactive.

- surtension ou baisse de tension, et de fréquence dont l'amplitude est fonction des performances (temps de réponse) des régulateurs de tension des générateurs. En général il n'y a pas de réglage fréquence / puissance sur les cogénérations.

- dégâts matériels, dysfonctionnements d'équipements (électronique, moteurs...), surcharge des générateurs.

b) Production = Consommation

- maintien en réseau séparé ou îloté stable. Ce n'est pas un fonctionnement normal admis à l'heure actuelle.

Cependant l'incident en Europe du samedi 4/11/06 au cours duquel 800 MW de production décentralisée ont été découplés en France (dont 110 MW d'éolien), aggravant la situation, amène à reconsidérer la chose.

Ces situations à risques doivent donc être détectées.

3.3.3. Principes de détection

3.3.3.1. Défaut HTA à la terre

a) la centrale est couplée au réseau HTA avec le neutre mis à la terre (au poste source).

La détection coté réseau est faite par le courant de défaut ou courant homopolaire qui se referme par le neutre, à travers une résistance (ou une réactance) de 40 Ω typique en réseau urbain.

La centrale de production dont le neutre HTA est isolé (coté transformateur en triangle), ne participe pas au retour de ce courant par la terre. Le seul courant homopolaire ou résiduel détecté est le courant capacitif de l'installation (notamment des câbles souterrains ≈ 1 A/km).

b) suite au déclenchement du disjoncteur départ, la centrale est îlotée.

Les schémas sont les suivants :

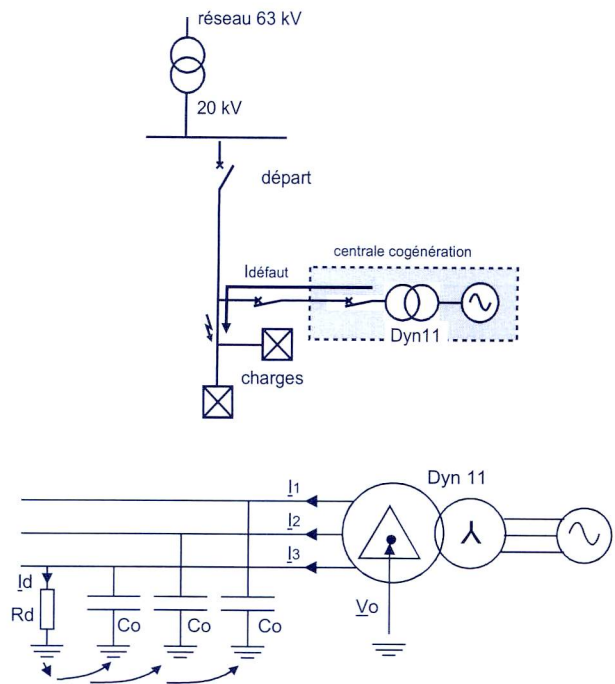


Figure 10 : schémas en régime îloté

Rd : résistance du défaut. Co : capacité homopolaire du départ en défaut

La tension homopolaire Vo et le courant de défaut Id s'expriment alors (AGE06) :

$$\underline{V}_0 = \frac{-\underline{V}_n}{1 + j3RdCo\omega} \quad \text{et} \quad \underline{I}_d = \frac{j3RdCo\omega \underline{V}_n}{1 + j3RdCo\omega} \quad \text{avec}$$

Vn : tension simple

Application numérique : $C_0 = 0,2 \mu\text{F/km}$. Longueur du départ souterrain 4 km.

Icapacitif résiduel $\approx 3 \text{ A/phase}$. $V_n : 20,4 \text{ kV}$ (tension de consigne au poste source).

Rd	0	350 Ω	1 k Ω	10 k Ω
V_0 (V)	11 778	11 389	9 422	1 531
$V_0/V_{n \times 100}$	100	96,7	80	13
I_d (A)	9	8,6	7	1,2

La détection du défaut à la terre s'effectue par la tension homopolaire, et non par le courant homopolaire car le neutre est isolé ($I_1 + I_2 + I_3 = 0$).

Réglage :

Pour les départs aériens ou mixtes, il est fonction du courant capacitif du départ producteur et du réglage du détecteur de terre résistante au poste source. Pour les départs souterrains le réglage est de 30% mini car les défauts sont francs sur les câbles enterrés alors $V_0 \approx$

3.3.4. Synthèse. Cogénération hospitalière CHRU de Montpellier

V_n , il n'est pas nécessaire d'avoir une sensibilité élevée. Il est évité des déclenchements intempestifs.

3.3.3.2. Défaut polyphasé

La détection du courant de court-circuit est problématique car il dépend de la position et des caractéristiques du défaut, des paramètres du générateur, et il peut être du même ordre de grandeur que le courant nominal. Le risque est de provoquer un déclenchement intempestif.

La chute de tension est significative de ces défauts et elle est détectée par un relais à minimum de tension composée.

Réseau séparé (absence défaut)

La détection repose sur la variation de tension et/ou fréquence si Production \neq Consommation.

Il y a détection de l'ouverture du disjoncteur départ et transmission au producteur si Production = Consommation et cela provoque un télé découplage.

C'est une protection de type 1.4 modifié, dénommée H4 en 2008.

Protection		Relais	Réglage	
Défaut à la terre	Asservissement au disjoncteur de départ du poste source	1 relais à maximum de tension homopolaire	Réseau souterrain $\geq 30\%V_n$	10,4 kV – 1 s
Défauts polyphasés		3 relais à minimum de tension	0,85 U_n	17 kV – 1 s
Marche anormale en réseau séparé	Télé découplage ou asservissement au poste source	1 relais maxi tension	1,15 U_n	23 kV – 50 ms
		1 relais mini tension	0,25 U_n	5 kV – 50 ms
		1 relais mini fréquence	49,5 Hz	0,1 s
		1 relais maxi fréquence	50,5 Hz	0,1 s
Suppression faux couplage suite à baisse de tension		3 relais à mini tension	0,25 U_n	5 kV - 50 ms

3.3.5. Mise en œuvre

Dans l'application étudiée, le relais de protection est de référence SEPAM 2000 de Schneider Electric.

C.f. schéma figure 8. Les transformateurs de tension sont utilisés pour la détection.

D'autres références existent comme les relais MiCOM P341 chez AREVA, ou UM30/GTE 1.4 chez Microener.

Bibliographie :

AGE06. Sujet d'électrotechnique de l'agrégation externe de génie électrique 2006.

<http://www.iufmrese.cict.fr/concours/2006/AgExt/AgExt2006.shtml>

EPlus. Revue Energie Plus. Suppléments aux n° 257 - 338 - 378 - 398.

IND1.

http://www.industrie.gouv.fr/energie/gaz/fl_e_gaz.htm<http://www.energie.minefi.gouv.fr/energie/statisti/pdf/dep2000.pdf>

IND2.

http://www.industrie.gouv.fr/energie/reglement/fl_e_reg1.htm

RAP1. Rapport sur les installations de cogénération sous obligation d'achat. Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.

<https://www.igf.minefi.gouv.fr/sections/rapports/rapport/downloadFile/file/RapportMissionCogeneration.pdf>

SCH. Schneider. Cahier technique n° 158. Calcul de courants de court-circuit.

GE Jenbacher. http://www.ge-energy.com/prod_serv/products/recipe_engines/en/type6.htm

Guide technique de la distribution électrique. GTDE B 61-41.

Intersection mai 1999. Magazine Schneider. Guide technique. La cogénération.

http://www.intersections.schneider-electric.fr/stock_images/telec/1/n3/GT_COGENERATION.pdf

LEVY Claude - TABET Jean-Pierre. Cogénération en génie climatique. Aspects techniques. Ref BE9340. Rentabilité et réglementation. Ref BE9341. Techniques de l'Ingénieur. Traite Génie Energétique.

PERRIN Sylvain. Les petites centrales hydrauliques. Revue 3EI n°20 mars 2000.

Pouvoir calorifique. PCI, PCS.

Quantité de chaleur dégagée par la combustion complète de l'unité de combustible considéré.

PCS : pouvoir calorifique supérieur qui donne le dégagement maximal théorique de la chaleur lors de la combustion, y compris la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite lors de la combustion.*PCI : pouvoir calorifique inférieur* qui exclut de la chaleur dégagée la chaleur de condensation de l'eau supposée restée à l'état de vapeur à l'issue de la combustion.

Nota : dans la pratique, la différence entre PCS et PCI est de l'ordre de 10% pour le gaz naturel : PCI = 0,9 PCS

Pour le gaz, le pouvoir calorifique dépend de l'origine (Algérie, Norvège, Pays Bas, Russie...).

Pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel retenu en France (PCS) : 11,6 kWh/Nm³Nm³ : normo-m³. m³ aux conditions normales de température et de pression : 0°C, sous 1013 hPa.

DGEMP-Observatoire de l'énergie

http://www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/fl_e_stats.htm

Annexe

Rendement électrique équivalent annuel Ree.

$$Ree = \frac{W_{elec}}{W_{consommée} - \frac{W_{th utilisée}}{0,9}}$$

Avec sur une année :

W_{elec} : énergie électrique produite (en kWh)W_{th utilisée} : énergie thermique produite réellement utilisée (en kWh)W_{consommée} : énergie primaire consommée (en kWh PCI)

Modélisation et commande d'une éolienne équipée d'une génératrice asynchrone. Réalisation d'un simulateur pédagogique sous Psim

JM ROUSSEL, P REBEIX, T AUBRY

IUT de l'Indre, Département GEII, 2 avenue François Mitterrand 36000 CHATEAUROUX

Courriel : jean-marc.rousseau@univ-orleans.fr

pascal.rebeix@univ-orleans.fr

Résumé : Cet article présente un projet destiné à des étudiants de deuxième année DUT GEII à finalité « énergie renouvelable ». Durant ce projet, ces derniers doivent effectuer la modélisation et la commande d'une éolienne de forte puissance à génératrice asynchrone connectée au réseau et l'implanter dans l'environnement PSIM. Après une présentation générale de la chaîne de conversion éolienne, l'article détaille la modélisation d'une turbine et sa commande. Le simulateur proposé est ensuite expliqué, ainsi que les simulations réalisées pour évaluer ses performances.

Mots clés : énergie éolienne, turbine éolienne, génératrice asynchrone, régulation pitch, optislip, connexion au réseau

1. Introduction

La consommation d'énergie électrique est en constante augmentation d'où une demande urgente d'accroître la capacité de production. Il est prévu que la capacité de production soit doublée en 20 ans. Or la production d'électricité consomme environ le tiers de l'énergie primaire mondiale et contribue à l'épuisement des énergies fossiles ainsi qu'à l'émission de gaz à effet de serre. C'est pourquoi, on doit changer les sources de production d'énergie électrique d'origine fossile et encourager le développement des énergies renouvelables. Il sera nécessaire d'augmenter l'efficacité du réseau de transport et de distribution, mais aussi revoir la demande de l'utilisateur final.

L'énergie éolienne est actuellement la seule qui soit à la fois peu coûteuse et capable d'assurer une production de masse. Le solaire photovoltaïque devrait prendre le relais dans les années 2030 voir 2040 selon les projections de l'EPIA (European Photovoltaic Industry Association).

La filière énergétique éolienne connaît une croissance sans précédent. Le seuil symbolique de 100 GW éoliens installés dans le monde a été balayé durant l'année avec une puissance estimée à 120,82 GW. L'avenir de l'éolien est en mer. La filière offshore devrait connaître un développement exponentiel, la France possédant le deuxième potentiel offshore européen.

La construction et la maintenance des parcs éoliens offrent de nouveaux emplois qualifiés pour nos étudiants. La France aura besoin de 700 techniciens de

maintenance lorsque le pays comptera 7000 éoliennes (source Observ'ER).

L'objet de cet article est de décrire les travaux effectués par des étudiants dans le cadre de leurs projets. Les travaux réalisés serviront de support dans le cadre des travaux pratiques sur l'énergie éolienne en deuxième année DUT GEII.

Après une présentation générale de la chaîne de conversion éolienne, l'article détaille la modélisation d'une turbine et sa commande. Le simulateur proposé est ensuite expliqué, ainsi que les simulations réalisées pour évaluer ses performances.

2. Chaîne de conversion éolienne

2.1. Principe

On considère une éolienne dont le rotor est exposé face au vent et orienté dans la direction du vent. Le vent souffle sur les pales de l'éolienne. Dès que la vitesse du vent dépasse un seuil minimal V_{wind_cutin} (typiquement 5 m/s), les pales commencent à tourner. La puissance P_{wind} captée par ces dernières est transmise à l'arbre lent avec un coefficient d'efficacité aérodynamique C_p . Au rendement du multiplicateur près, cette puissance mécanique $P_{turbine}$ est retransmise à l'arbre de la génératrice asynchrone (GAS) à une vitesse plus élevée. Cette puissance mécanique va enfin être transformée en puissance électrique P_{gas} produite par la génératrice et injectée sur le réseau électrique.

Quand le vent dépasse un certain seuil V_{wind_max} (typiquement 13 m/s), il devient nécessaire de régler la puissance de l'éolienne afin d'éviter les surcharges

mécaniques et électriques. La puissance nominale électrique de la génératrice est généralement l'un des paramètres à respecter.

La figure 1 donne le schéma de principe de la chaîne de conversion éolienne.

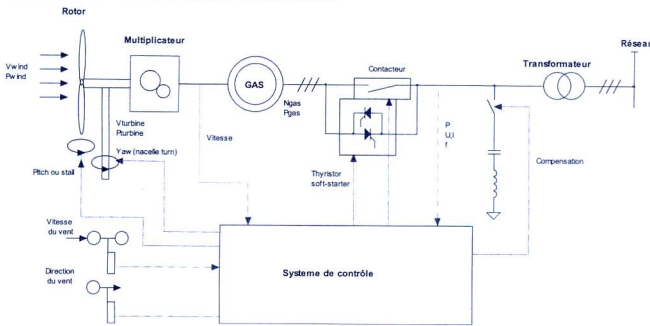


Figure 1 : Chaîne de conversion éolienne

La génératrice asynchrone prélève du réseau l'énergie réactive nécessaire à sa magnétisation. Afin de limiter le fort appel de courant lors du couplage sur le réseau, un gradateur (soft start) assure une montée progressive de la tension aux bornes de la génératrice. Il est ensuite court-circuité. La compensation de l'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la génératrice asynchrone est assurée par une batterie de condensateurs réglables par gradins.

2.2. Eolienne à vitesse fixe

Il existe différentes manières de contrôler la puissance d'une éolienne : le réglage passif ou actif des pales, et le réglage de la vitesse de la génératrice via un convertisseur de puissance. La limitation passive, « passive stall », peut-être obtenue par un profil aérodynamique adéquat des pales. Lorsque le vent atteint une certaine vitesse, les filets d'air qui entraînent le rotor de l'éolienne se brisent et le rotor s'arrête (mise en drapeau). On parle de décrochage aérodynamique passif.

Sur les éoliennes actuelles, on dispose d'une commande active de l'angle d'attaque des pales β de quelques dizaines de degrés (20 à 30° typiquement) selon leur axe longitudinal : système « pitch control ». Le système pitch est un dispositif électronique qui vérifie plusieurs fois par seconde la puissance électrique délivrée par l'éolienne. En cas de puissance trop élevée, le système de contrôle pitch envoie une commande aux servomoteurs de calage qui pivotent les pales légèrement sur le côté, hors du vent. Inversement, les pales seront pivotées de manière à mieux capter P_{wind} , dès que le vent aura baissé d'intensité.

La courbe de puissance type d'une éolienne est donnée en figure 2. Au-delà d'une vitesse de vent de 13 m/s, la puissance se trouve écrêtée jusqu'à la vitesse

d'arrêt V_{wind_cutoff} (qui se situe dans la majeure partie des cas aux environs de 25 m/s).

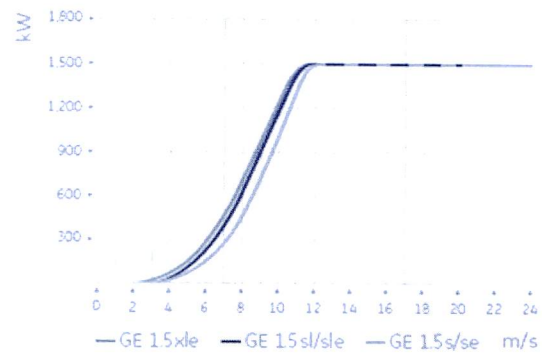


Figure 2: Courbe de puissance éolienne GE Energy/1,5MW

Les possibilités de réglage de la puissance générée par les éoliennes à vitesse fixe restent limitées.

2.3. Eolienne à vitesse variable

Si on considère la caractéristique en puissance d'une éolienne (cf figure 3), il apparaît clairement l'importance d'un réglage de la vitesse. En effet, si la génératrice est directement couplée au réseau, la vitesse est sensiblement constante et la puissance ne peut être maximale que pour une seule vitesse de vent.

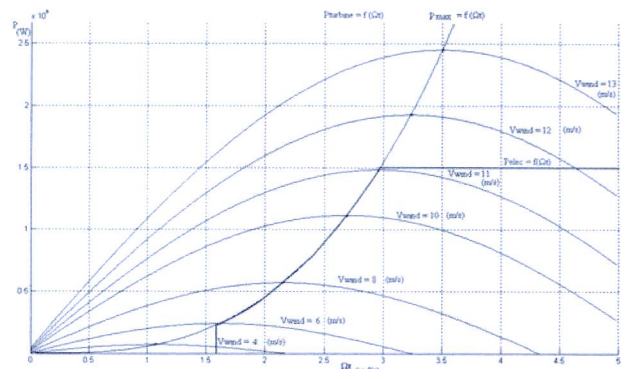


Figure 3: Puissance de la turbine en fonction de sa vitesse de rotation, paramétrée en vitesse du vent

Pour pouvoir optimiser le transfert de puissance et ainsi obtenir le maximum de la puissance (représentée par la courbe en rouge) pour chaque vitesse de vent, la vitesse de la génératrice doit donc être adaptée par rapport à la vitesse du vent.

La vitesse variable des éoliennes nécessite une machine asynchrone à double alimentation (MADA) dotée d'un convertisseur statique. Dans le cadre d'une formation bac + 2, nous avons retenu le système Optislip (figure 4) du constructeur danois Vestas (V47 à 660 kW, V80 à 1,8 MW) car la solution MADA avec redresseur MLI et onduleur MLI nécessite des connaissances de notre point de vue de niveau Master.

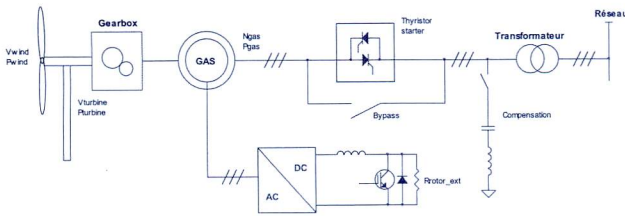


Figure 4: Système Optislip

Le rotor de la génératrice asynchrone embarque une résistance rotorique externe avec un convertisseur de faible puissance qui permettent d'obtenir une variation de vitesse de + 10% au-delà de la vitesse du synchronisme en cas de puissantes rafales de vent. Ce système contribue à réduire les risques d'endommagement de la mécanique ainsi que les fluctuations de la puissance électrique (flicker). Même si on dégrade le rendement électromagnétique de la génératrice, on augmente le rendement global de l'ensemble turbine-générateur. On fait varier la résistance rotorique et donc le glissement par action sur le rapport cyclique du hacheur. Ce système est toutefois limité et ne permet pas de contrôler la puissance réactive. Il est à noter qu'on n'est pas vraiment en présence d'un vrai dispositif à vitesse variable !

2.4. Les principaux composants d'une éolienne

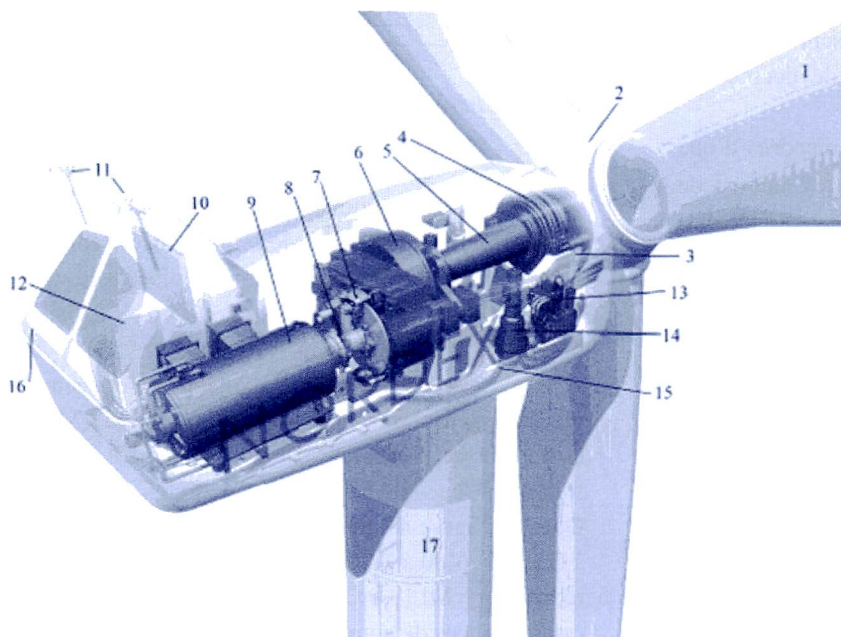
La figure 5 montre les composants constituant une turbine Nordex :

Les éoliennes modernes sont construites avec un moyeu de turbine en fonte (2), trois pales indépendantes en composite fibre de verre (1) à angle ajustable par « pitch control ». Le palier (4), qui a pour but d'absorber les charges statiques et dynamiques, soutient l'arbre du rotor (5). Dans le multiplicateur (6), la vitesse lente des pales est transformée à la vitesse nominale de la génératrice (9). La sortie du multiplicateur est accouplée à la génératrice par un accouplement flexible (8). Un frein à disque (7) est inséré sur l'arbre rapide avec témoin d'usure. Tous ces éléments sont disposés dans la nacelle (3). Un radiateur de refroidissement (10) intégré au système multiplicateur-générateur est nécessaire pour contrôler les températures élevées.

3. Simulateur éolien

Ce simulateur permet d'expérimenter, le comportement d'une turbine éolienne tripale à orientation des pales réglable reliée au réseau EDF selon le concept danois classique.

Dans une première partie, nous expliquons la production du vent à partir du spectre de puissance de Van der Hoven, ensuite nous établissons le modèle mathématique de l'éolienne, et le couple d'une turbine éolienne qui servira de signal de référence pour une commande en couple. Puis, dans une seconde partie, un système électromécanique de type génératrice asynchrone générera le couple électromagnétique régi à partir de la loi de commande établie précédemment. Enfin, nous présenterons plus particulièrement les simulations réalisées.



1. rotor blade
2. rotor hub
3. nacelle frame
4. main bearing
5. rotor shaft
6. gearbox
7. safety brake
8. generator coupling
9. induction generator
10. generator and gearbox
11. wind sensors
12. nacelle control
13. hydraulic system
14. yaw drive
15. yaw bearing
16. nacelle cover
17. tower

Figure 5: Eléments d'une éolienne Nordex

3.1. Modélisation de la ressource

Les travaux de C.Nichita [4] ont montré que les variations du vent pouvaient être reproduites à partir de la densité spectrale de puissance de la vitesse du vent établie par le météorologue I.Van der Hoven. Ce modèle dissocie la composante de turbulence du vent de la composante lente et assimile la composante de turbulence à un processus aléatoire stationnaire avec des caractéristiques spectrales bien connues (par exemple : bruit blanc).

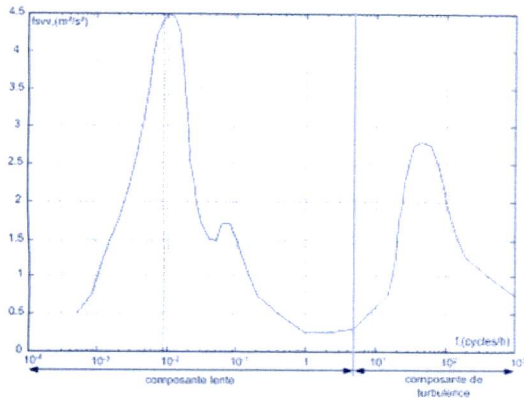


Figure 6: Reproduction de la caractéristique spectrale de Van der Hoven

Le vent est modélisé par la somme d'une composante lente correspondant à la vitesse moyenne du vent (V_{wind_moy}) et d'une composante rapide dite de turbulence (V_{wind_turb}) cf figure 7.

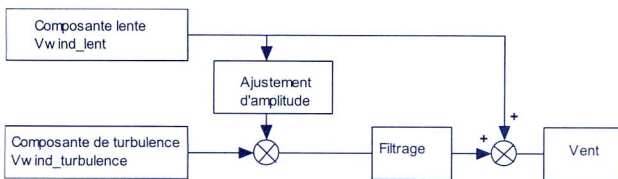


Figure 7 : Synoptique de reconstruction du vent

Il est démontré dans de nombreux travaux [3, 4, 5] que l'importance d'une turbulence est liée à l'amplitude de la valeur moyenne du vent. F.Poitiers [5] propose de corriger la composante de turbulence en fonction de la valeur moyenne à l'aide d'un filtre.

3.2. Modélisation de la turbine

La puissance cinétique totale sur la turbine d'une éolienne P_{wind} s'exprime selon (1), où ρ est la masse volumique de l'air en $kg.m^{-3}$, A la surface balayée par la turbine en m^2 , et v_{wind} la vitesse du vent en ms^{-1} .

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_{wind}^3 \quad (1)$$

Conformément à la loi de Betz, une éolienne idéale serait capable d'extraire 16/27 (ou 59%) de cette puissance. Cependant, à cause du non écoulement d'air laminaire et de la friction entre les pales, l'énergie éolienne capturée est réduite par un facteur appelé coefficient de puissance C_p ou facteur de Betz. Il est défini par la relation suivante :

$$C_p = \frac{P_{turbine}}{P_{wind}} \quad (2)$$

Le coefficient de puissance C_p représenté en figure 8 est souvent tracé en fonction du ratio de vitesse λ dont l'expression est donnée par (3), où R est le rayon de la turbine exprimé en m et Ω_t la vitesse mécanique de la turbine en $rads^{-1}$.

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{v_{wind}} \quad (3)$$

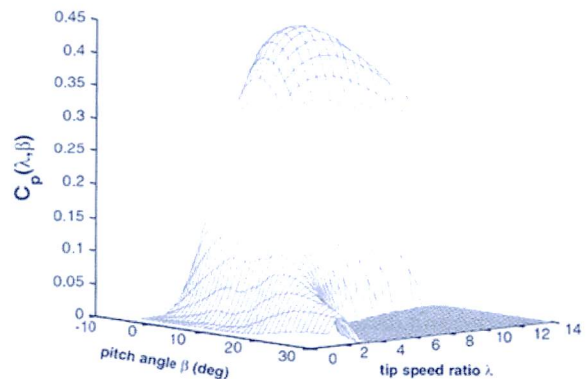


Figure 8 : Coefficient de puissance $C_p(\lambda, v_{wind})$

Le facteur de puissance C_p est fonction de l'angle d'orientation des pales (pitch angle ; β) qui agit sur les forces de portance et de traînée. La relation (1) montre qu'une petite variation de la vitesse du vent induit une grande variation de la puissance générée.

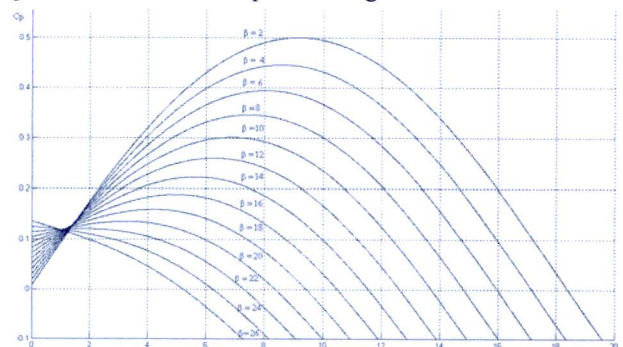


Figure 9 : Coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$

Par conséquent la puissance capturée par les pales d'une éolienne, est :

$$P_{turbine} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v_{wind}^3 \quad (4)$$

La courbe de la figure 9 représente une caractéristique importante qui détermine le couple de démarrage de l'éolienne. En général cette courbe est disponible à partir des données du constructeur.

L'expression du coefficient de puissance pour une turbine de 1,5 MW a été approchée par l'équation suivante [1] :

$$C_p = (0,5 - 0,167(\beta - 2))\sin\theta - 0,00184(\lambda - 3)(\beta - 2)$$

$$\text{avec } \theta = \left[\frac{\pi(\lambda + 1)}{18,5 - 0,3(\beta - 2)} \right] \quad (5)$$

L'expression analytique de $C_p(\lambda, \beta)$ peut être aussi obtenue par régression polynomiale.

Le couple de la turbine peut être obtenue en divisant l'expression de la puissance capturée (4) par la vitesse de rotation de l'arbre mécanique Ω_t :

$$T_{turbine} = \frac{P_{turbine}}{\Omega_t} = \frac{1}{2\Omega_t} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v_{wind}^3 \quad (6)$$

L'expression (6) n'est pas satisfaisante dans la mesure où une indétermination du couple $T_{turbine}$ existe au démarrage car la vitesse Ω_t est nulle. Il faut alors introduire le ratio de vitesse λ dans l'expression (6) :

$$T_{turbine} = \frac{1}{2\lambda} \cdot \rho \cdot \pi R^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v_{wind}^2 \quad (7)$$

3.3. Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur adapte la vitesse lente de la turbine à la vitesse de la génératrice. Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les équations suivantes :

$$T_{gas} = \frac{1}{K} T_{turbine} \text{ et } \Omega_{gas} = K\Omega_{turbine} \quad (8)$$

3.4. Modélisation de la génératrice

La génératrice choisie pour la conversion de l'énergie cinétique est la génératrice asynchrone à cage.

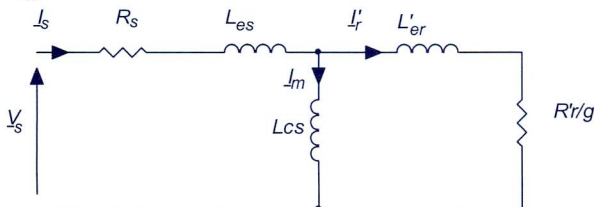


Figure 10 : Schéma équivalent de la GAS ramenée au stator

Le logiciel PSIM permet de rentrer la valeur des différents paramètres de la génératrice asynchrone.

Dans le cas de la structure Optislip (cf paragraphe 2.2), la résistance rotorique est augmentée d'une résistance externe contrôlée.

4. Résultats expérimentaux

4.1. Fonctionnement sans régulation

La figure 11 représente l'évolution de la vitesse du vent, v_{wind} , sur une échelle réduite (300 s). La composante de turbulence est seulement constituée d'un bruit blanc filtré avec un filtre passe bande pour obtenir une répartition gaussienne des valeurs alors que la composante lente se réduit à une constante. Le coefficient de correction d'amplitude est de 0,1 ce qui correspond à un espace agricole dégagé.

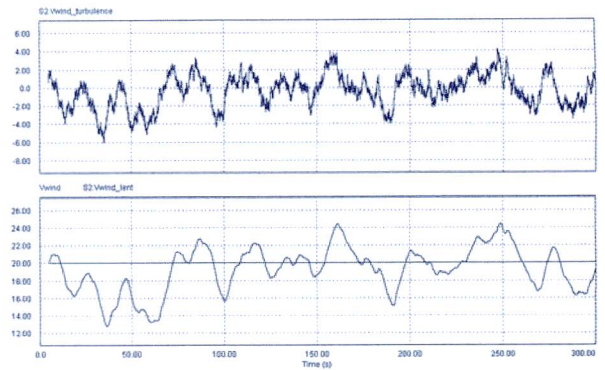


Figure 11 : Courbe de vent ($V_{wind_turbulent}$, V_{wind})

Pour des questions de temps de simulation dans le cadre de travaux pratiques, on ne simule pas les variations journalières et saisonnières.

La courbe de la figure 12 montre l'évolution de la puissance électrique produite par l'éolienne. La puissance varie en fonction des variations de la vitesse du vent bien que l'inertie du rotor compense, dans une certaine mesure, les variations les plus courtes.

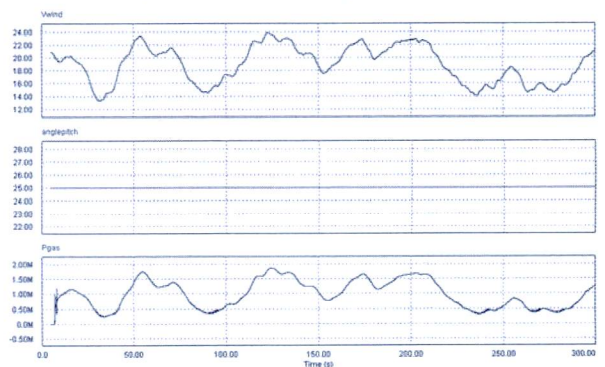


Figure 12 : Courbe de la puissance électrique sans régulation pitch (V_{wind} , angle pitch, P_{gas})

Dans l'état, la production électrique est très sensible aux variations rapides du vent et pose un problème pour l'intégration de l'éolienne dans un réseau électrique. De plus, l'absence de régulation augmente la fatigue des composants mécaniques de l'éolienne.

On peut observer sur la tension délivrée par la génératrice de l'éolienne le phénomène de « flicker » provoqué par les variations rapides du vent et le passage des pales devant le mât de l'éolienne. Ce phénomène peut être observé en plaçant un voltmètre aux bornes de l'impédance de la ligne de raccordement au poste HT/BT.

Le terme « flicker » est utilisé pour désigner les variations de tension de courte durée apparaissant dans les réseaux électriques et risquant de provoquer le scintillement des ampoules électriques.

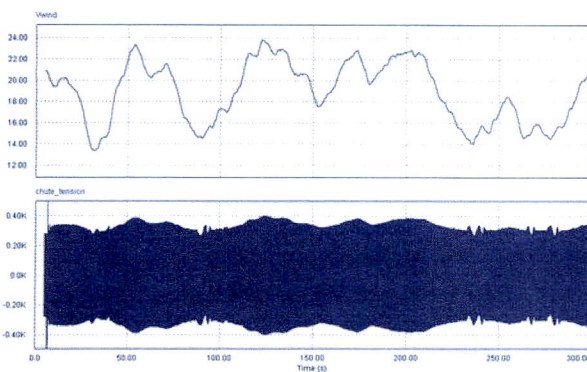


Figure 13 : Courbe de la tension sans régulation pitch

On peut aussi simuler les à-coups de tension lors des connexions ou des déconnexions d'éoliennes.

4.2. Fonctionnement avec « pitch control »

Le paragraphe précédent a montré la nécessité d'une régulation de la puissance de l'éolienne. La figure 14 donne les résultats du comportement d'une éolienne face à un vent moyen de 12-15 m/s avec un système de régulation de l'angle d'orientation des pales.

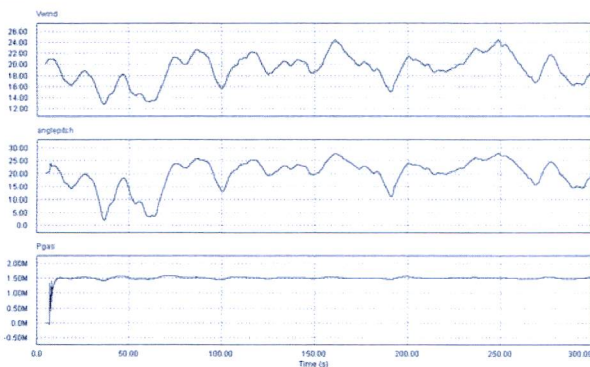


Figure 14 : Courbe de la puissance électrique avec régulation pitch (V_{wind} , angle pitch, P_{gas})

Le pitch control permet de maintenir la puissance de la génératrice dans des limites acceptables autour de sa valeur nominale, lors des fluctuations du vent. Le système pitch lors d'une augmentation de la vitesse du vent dégrade le coefficient de puissance aérodynamique C_p par augmentation de l'angle pitch (la turbine perdant ainsi l'excès d'énergie du vent) à une vitesse angulaire de 10 degrés par seconde pour maintenir constante la puissance électrique. Si la vitesse du vent diminue, le système pitch améliore le coefficient C_p par diminution de l'angle pitch afin de fournir la puissance électrique nominale.

La figure 14 montre que l'angle de pitch suit la vitesse du vent. Quand la vitesse augmente, l'angle pitch augmente également. De même, lorsque la vitesse diminue, l'angle pitch diminue aussi.

Le contrôle de la puissance a pour avantage de faire fonctionner l'éolienne quasiment à sa puissance nominale, à toutes les vitesses du vent dans la plage définie par le constructeur.

5. Conclusions et perspectives

Ce projet a permis de sensibiliser les étudiants à la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne et à la pluridisciplinarité des métiers du génie électrique (électricité, mécanique des fluides, asservissement, programmation...).

Il a demandé un fort investissement de la part des étudiants et stimulé leur curiosité scientifique par la lecture d'articles ou d'éléments de thèses. Certains, ont découvert l'existence de la bibliothèque et l'aide du personnel pour la recherche d'articles a été essentielle.

Du point de vue disciplinaire, les résultats obtenus sont assez satisfaisants, notamment en terme de modélisation du vent et de la régulation pitch. Toutefois, l'utilisation d'une MADA avec redresseur et onduleur MLI permettrait de disposer d'un contrôle de la tension et de la puissance réactive.

La poursuite de ce projet va consister à affiner le simulateur sous PSIM et à développer une plate-forme d'essais basée sur un émulateur de la turbine éolienne via un moteur synchrone à aimants permanents, associé à un variateur de vitesse industriel. Elle comprendra une génératrice asynchrone afin de convertir l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique. La commande de cet ensemble sera obtenue à l'aide d'une carte dSPACE 1104.

6. Références

- [1] S.EL AIMANI, *Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension*, Thèse de doctorat de l'Université de Lille, 2004
- [2] V.AKHMATOV, *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*, PhD Thesis Technical University of Denmark, 2003
- [3] H.CAMBLONG, *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable*, Thèse de doctorat de l'ENSAM Bordeaux, 2003
- [4] C.NICHITA, *Etude et développement de structures de lois de commande numérique pour la réalisation d'un simulateur de turbine éolienne de 3 kW*, Thèse de doctorat de l'Université du Havre, 1995
- [5] F.POITIERS, *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne*, Thèse de doctorat de l'Université de Nantes, 2003.
- [6] T.ACKERMANN, *Wind Power in Power Systems*, Editions Wiley 2005
- [7] FD.BIANCHI, *Wind Turbine Control Systems*, Editions Springer 2007
- [8] Z.LUBOSNY, *Wind Turbine Operation in Electric Power Systems*, Editions Springer 2003
- [9] I.MUNTEANU, *Optimal control of wind energy system*, Editions Springer 2008
- [10] MR.PATEL, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press 1999
- [11] La revue REE, *L'énergie éolienne*, N° 5 mars 2005
- [12] La revue 3EI, *Energies renouvelables*, N° 20 mars 2000
- [13] La revue 3EI, *La production décentralisée de l'électricité*, N°39 décembre 2004

Impact du développement de la production éolienne sur l'exploitation du Système Electrique français

Jean-Pierre GONOT

RTE, Directeur du Projet IPES

Département Performance du Système et Accès au Réseau

1, Terrasse Bellini – TSA 41000 – 92919 LA DEFENSE CEDEX

Résumé :

Afin d'atteindre les objectifs de la commission européenne, la France a soutenu le développement des énergies renouvelables. La production éolienne est ainsi passée d'une vingtaine de MW début 2000 à 3 400 MW fin 2008 et le seuil des 7 000 MW pourrait être dépassé en 2010.

Sa répartition diffuse sur tout le territoire et sa sensibilité aux variations de vent rendent délicate la connaissance de la puissance produite en temps réel et sa prévision pour les heures à venir.

La sensibilité de la production éolienne aux variations de vent sur l'ensemble du territoire français est un aléa parmi d'autres au sein du Système Electrique, de même ordre aujourd'hui que la panne d'un groupe nucléaire. Cet aléa accroît le besoin de réserves de production pour garantir l'équilibre offre / demande, dont le volume final dépendra de l'aptitude des gestionnaires de réseau à maîtriser cette production en temps réel comme en gestion prévisionnelle.

La remontée vers les dispatchings de télémesures de production éolienne, une bonne connaissance des performances des machines, l'utilisation de modèles de prévisions de production performants et la possibilité d'agir rapidement sur les installations de production deviennent un enjeu majeur pour RTE.

Une adaptation rapide des systèmes d'information, développés à l'origine pour la production centralisée, est nécessaire pour intégrer ces nouveaux besoins.

1. Le parc éolien français : un développement en plein essor.

Dans un contexte de recherche de diminution des émissions de gaz à effet de serre, l'Union Européenne s'est engagée pour lutter contre le changement climatique. A cette fin, l'UE ambitionne, entre autres, « d'atteindre une proportion de 20% d'énergies renouvelables dans sa consommation énergétique d'ici 2020 ».

En France, le développement des énergies renouvelables est soutenu par le mécanisme de l'obligation d'achat, tout en conservant la possibilité de recourir à des appels d'offres. C'est ainsi que le gouvernement français a publié plusieurs appels d'offres portant sur les énergies renouvelables, notamment mi-2004 concernant la production éolienne off-shore et début 2005 pour la production éolienne terrestre (on-shore). Les objectifs sont fixés par la loi programme POPE¹ de juillet 2005 et l'arrêté PPI² de juillet 2006, lequel prévoit 13 500 MW d'éolien dont

1 000 MW en mer à l'horizon 2010, et 17 000 MW d'éolien dont 4 000 MW en mer en 2015.

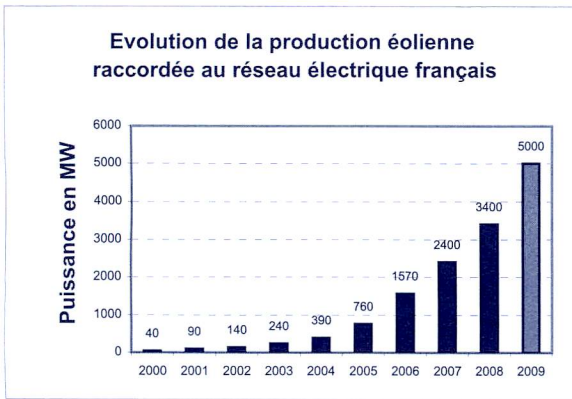
Ces objectifs inscrivent de façon durable un développement de l'éolien en France. Les installations « off-shore » se raccorderont directement sur le réseau de transport. Par contre il est probable que les installations éoliennes « on-shore » continueront majoritairement à se raccorder sur le réseau de distribution car le bilan économique de l'opération de raccordement et des charges d'exploitation est en faveur de ce type de raccordement.

Dans ce cadre, à l'instar de ses voisins allemand et espagnol mais avec quelques années de décalage, la France a vu son potentiel de production éolienne recueillir l'attention grandissante des investisseurs. La production française d'origine éolienne est ainsi passée de quelques centaines de MW début 2005 à 3 400 MW fin 2008.

Compte tenu du nombre de dossiers actuellement en cours d'instruction, le seuil des 7 000 MW raccordés aux réseaux électriques devrait être atteint en 2010.

¹ Loi de Programme fixant les Orientations de la Politique Energétique

² Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité



Les mesures de production éolienne sur les années 2005 à 2007 et l'analyse des vitesses de vent avec un historique de cinquante ans, laissent présager de relativement bonnes performances du parc éolien français : globalement, le facteur de charge³ annuel moyen de la production éolienne française est de 24% sur les trois dernières années.

2. La production éolienne : un contexte nouveau pour RTE qui devient un enjeu majeur pour l'exploitation du Système électrique

La production éolienne est caractérisée par une variabilité et une prévisibilité délicate liées aux conditions météorologiques locales avec des variations brusques lors de conditions météorologiques particulières (vents supérieurs à 90km/h par exemple).

En outre, du fait de la grande diversité des technologies (constructives et de contrôle commande), le comportement des machines diffère en régime perturbé - électrique ou météorologique - notamment vis-à-vis du risque de décrochage.

La sécurité de l'équilibre offre-demande réclame de disposer à tout moment de production disponible rapidement. Les études menées par RTE ont montré qu'à partir de 5 000 MW installés, le manque d'information en temps réel sur le comportement de la production éolienne ajoute un aléa qui accroît significativement le besoin de puissance en réserve. Ce besoin d'augmentation de réserve dépendra de l'aptitude de RTE à bien connaître et prévoir pour les heures à venir, la production éolienne sur l'ensemble de la France.

Il en est de même pour la gestion des transits sur le réseau de transport. Les délais d'adaptation du réseau électrique étant plus longs (3 à 5 ans) que les délais de construction des fermes éoliennes (2 à 3 ans), le risque de congestions locales devient plus important. Pour

garantir en cas d'aléa le respect des intensités maximales admissibles par le réseau de transport, le dimensionnement des marges de sécurité nécessaires dépendra de la capacité de RTE à bien appréhender le niveau de production éolienne dans la zone.

Ce contexte montre l'importance pour RTE de bénéficier des meilleures informations sur la production éolienne pour garantir la sûreté du Système électrique français.

La remontée vers les dispatchings des télémesures de production éolienne, une bonne connaissance des performances des machines et l'utilisation de modèles de prévisions de production performants sont donc devenues un enjeu majeur pour RTE.

3. L'adaptation rapide des outils de conduite du réseau électrique : un défi pour RTE

Les systèmes actuellement en place pour la conduite et l'exploitation des réseaux électriques (modèles, systèmes informatiques, réseaux de télécommunications,...) ont été conçus pour répondre aux spécificités des moyens de production centralisés et ne sont pas directement adaptés aux spécificités de la production éolienne. Le nombre important d'acteurs (producteurs, exploitants, distributeurs,...) et de sites de production (déjà plus de 350 en 2009) répartis sur tout le territoire français et raccordés à plus de 95% sur les réseaux de distribution, complexifient sur tous les plans (techniquement, économiquement et contractuellement) l'accès aux informations.

C'est pourquoi, RTE a décidé en mai 2007 la création d'une structure dédiée à l'insertion de la production éolienne dans le système électrique français : le Projet IPES, avec comme objectif principal de disposer d'une bonne observabilité de la production éolienne lorsque le seuil des 5 000 MW sera atteint. Il le sera fin 2009. Le projet a deux ans et demi pour atteindre cet objectif... un vrai défi !

4. Le projet IPES : une démarche adaptée pour répondre à ce défi

Comment construire et intégrer aussi rapidement dans l'environnement du Système d'Information de RTE, une nouvelle application qui doit répondre à un besoin encore mal connu sans dégrader les performances et la sécurité des outils de conduite du réseau électrique⁴ déjà en place ?

³ Le facteur de charge est défini comme le rapport de l'énergie produite sur la puissance installée ramené à la durée annuelle.

⁴ SNC : Système National de Conduite (installé en région parisienne) et SRC (Système Régional de Conduite, installé dans les sept centres régionaux).



Pour répondre à cette question, il a été choisi une approche en deux temps :

- début 2008, mise en place à moindre coût, d'un système expérimental simple permettant une observation de la production éolienne suffisante pour se faire une idée de son comportement et appréhender les vrais enjeux ;
- en 2009, forts des enseignements acquis lors de l'expérimentation, achat et installation d'un système industriel répondant aux besoins de RTE.

RTE s'est aussi orienté vers l'achat d'un produit sur « étagère » sans développements spécifiques, avec un cahier des charges centré sur les besoins fonctionnels et ouvert aux solutions techniques proposées par les fournisseurs. Tous les acteurs concernés (utilisateurs finaux, futurs administrateurs, informaticiens, acheteurs, etc.) sont associés au déroulement de toutes les phases du projet et notamment à la conception du cahier des charges pour l'appel d'offres.

5. 1^{ère} étape : mise en place d'un système expérimental dédié à l'éolien

Réalisée en moins de trois mois, une plate-forme expérimentale de visualisation simple a été installée début 2008 dans tous les dispatchings de RTE.

Dès sa mise en place, cette plate-forme a permis aux opérateurs de la conduite en temps réel et de la gestion prévisionnelle du réseau électrique d'accéder aux données techniques de plus de 300 parcs éoliens et de consulter des prévisions de production éolienne en points horaires pour les jours J et J+1, réactualisées toutes les 6 heures.

La construction de la base de données techniques a nécessité un travail important de collecte des informations auprès des producteurs et distributeurs.

La plate-forme expérimentale permet aussi d'expérimenter et de valider le modèle de prévisions de production éolienne (PREOLE) développé par RTE.

Pendant toute l'année 2008, RTE et ERDF ont travaillé ensemble pour définir et déployer rapidement un dispositif utilisant les moyens existants pour transmettre en temps réel, vers la plate-forme expérimentale, les mesures de puissance produite par les fermes éoliennes raccordées en HTA (points minutes). En octobre 2008, 75% d'entre elles sont rapatriées depuis les centres de conduite d'ERDF (ACR⁵) et visualisables sur la plate-forme expérimentale. A celles-ci viennent s'ajouter les mesures de tous les parcs raccordés en HTB.

Fin 2008, RTE atteignait ainsi son premier objectif : disposer à proximité des outils de conduite, d'un observatoire de la production éolienne lui permettant de connaître, prévoir et comprendre le comportement de la production éolienne.

6. 2^{ème} étape : industrialisation du système

Pour industrialiser son système dédié à la production éolienne, RTE a souhaité acquérir et mettre en place avant fin 2009 un produit de type SCADA⁶, déjà utilisé par d'autres gestionnaires de réseau et qui présente dans un environnement de communications normalisées, une grande interopérabilité avec les systèmes de conduite des Distributeurs et des Producteurs.

Suite à l'appel d'offres lancé fin mars 2008, RTE a retenu la société AREVA et son produit « e-terra ».

Une nouvelle forme de contrat d'achat a été négociée pour permettre de disposer au final, sans développements spécifiques, d'un produit qui exploite au mieux les fonctions offertes par « e-terra ». Ce contrat prévoyait une première phase de travail interactif entre RTE et AREVA pour rédiger les spécifications détaillées dans une logique permanente de recherche du meilleur compromis entre le besoin et l'offre standard. Tous les acteurs concernés de RTE ont aussi fortement contribué à cette phase du contrat.

La mise en service est prévu pour novembre 2009. C'est un système centralisé comprenant des serveurs installés sur le site RTE de Toulouse et des postes « clients » répartis dans les 8 centres de conduite et de gestion prévisionnelle de RTE. Il comprend de nouvelles fonctionnalités comme, par exemple, l'estimation des télémesures manquantes et une IHM élaborée permettant un accès hiérarchisé aux informations à partir de cartes géographiques (SIG).

L'infrastructure du réseau de télécommunications de RTE est adaptée pour permettre une transmission de données vers d'autres applications notamment les modèles de calculs de marges, de simulations de flux sur les réseaux, de prévisions de consommations, etc.

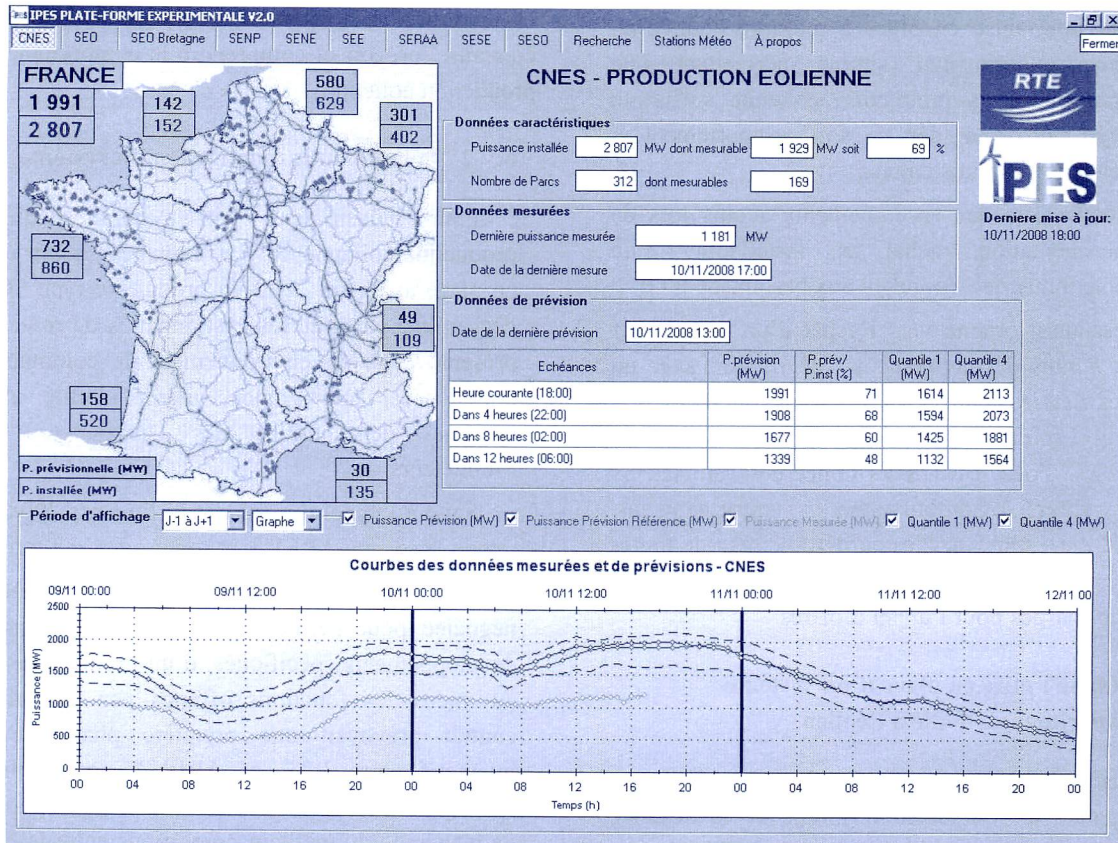
Des accords sont passés avec d'autres sociétés de distribution et avec quelques producteurs éoliens pour compléter le dispositif de rapatriement des mesures de production éolienne et recevoir des informations complémentaires comme la disponibilité des parcs et la vitesse du vent mesurée sur les sites.

⁵ ACR : Agence de Conduite du Réseau

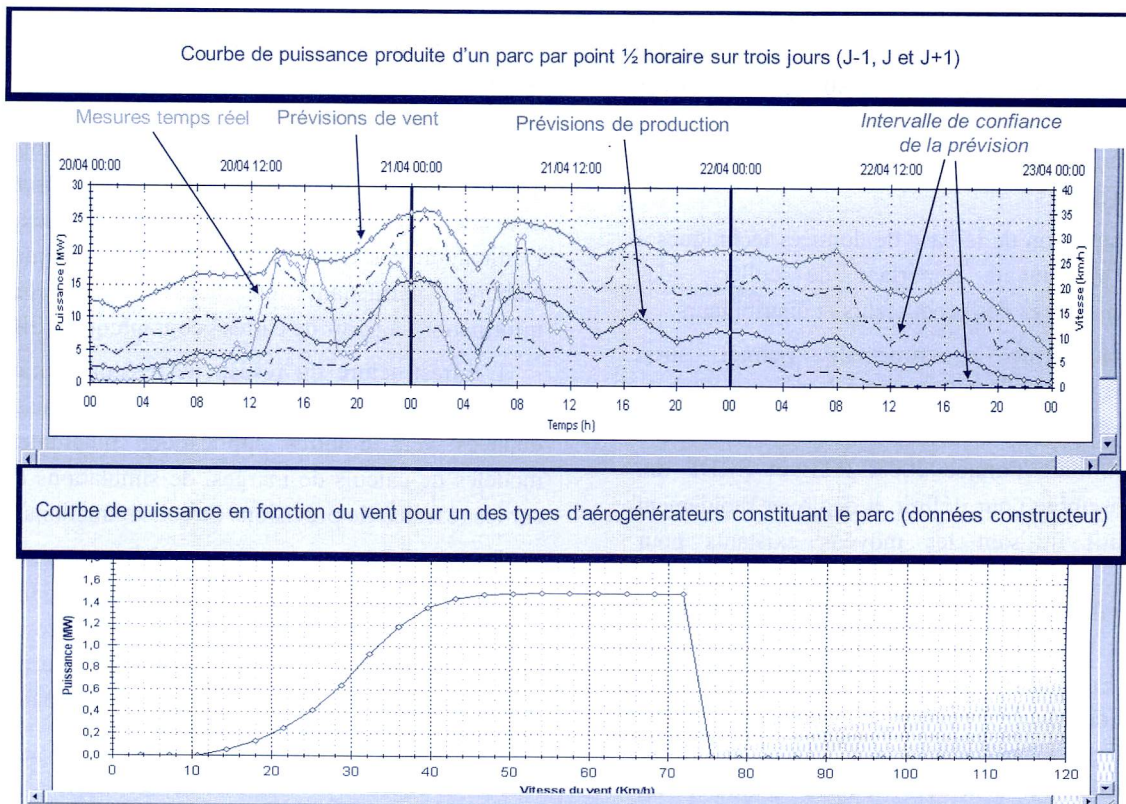
⁶ SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition

Exemple d'informations affichées sur la plate-forme expérimentale

➤ Par région : ici l'ensemble de la France (dispatching national) :



Par parc éolien :

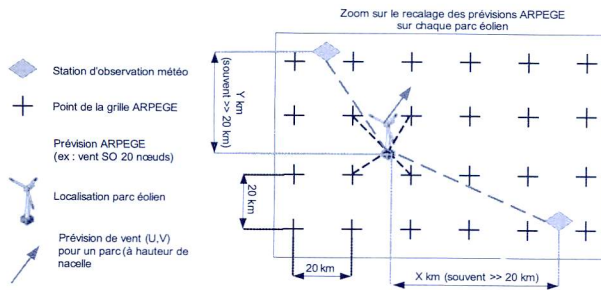


7. PREOLE : le modèle de prévision de la production éolienne de RTE

Le modèle PREOLE est un modèle statistique simple et robuste qui permet de construire une courbe $P=f(V)$ avec des données fiables :

- un historique de la production réalisée pour chaque parc (données comptage) enrichi des dernières télémesures temps réel ;
- des prévisions de vent (direction, vitesse, altitude) fournies par METEO France (modèle ARPEGE), plus précises que les mesures (stations météo trop éloignées des sites de production).

Exemple d'utilisation des prévisions météo



Un recalage des paramètres du modèle est effectué périodiquement en fonction des écarts constatés entre la prévision et la réalisation.

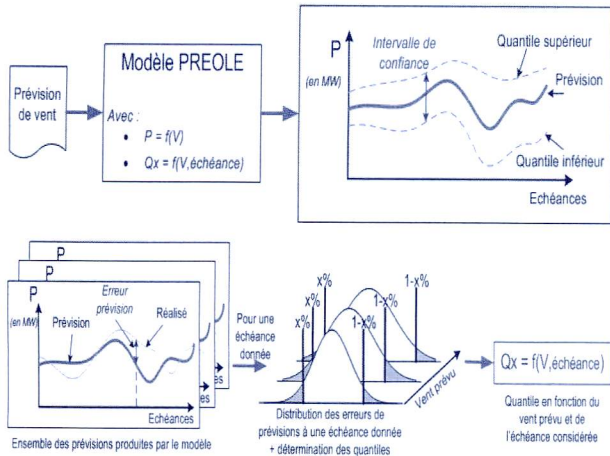
Leur analyse en fonction de l'échéance et de la prévision de vent permet également d'estimer des valeurs minorantes et majorantes (quantiles) en complément de la prévision :

Après un an d'utilisation sur la plate-forme expérimentale, on a constaté un écart type prévisions / réalisations sur l'ensemble de la France de 3% à l'échéance d'une heure et de 7% à l'échéance de 72h ce qui est tout à fait satisfaisant pour la maîtrise de l'équilibre offre / demande. Par contre, il est d'environ de 15% à la maille d'un parc éolien avec une disparité importante en fonction de la topographie locale. Des améliorations du modèle sont en cours comme l'intégration de la disponibilité des machines, et l'utilisation de mesures de vent sur site.

8. Conclusion

RTE est en passe de relever le défi de disposer d'un système lui permettant de bien connaître et prévoir la production éolienne pour garder la maîtrise de la conduite de son réseau lorsque les 5 000 MW installés seront atteints (fin 2009). Il reste maintenant à élargir ce dispositif à l'ensemble de la production décentralisée, notamment au grand photovoltaïque.

IPES est aussi une approche innovante pour RTE dans la conduite de projet qui permet une plus grande réactivité aux évolutions du contexte et un meilleur respect des engagements (coûts, délais). Il sera une référence pour les évolutions futures de outils de conduite du réseau de RTE. Il a également permis à RTE et ERDF de travailler ensemble sur les impacts de la production éolienne dans la conduite des réseaux électriques et de rechercher des moyens technologiques pour sa maîtrise à moindre coût.



Modèles électriques des composants de l'électronique de puissance – Caractérisation et extraction des paramètres

Nicolas ROUX, Henri SCHNEIDER

Département Génie Electrique et Automatique ENSEEIHT - INP Toulouse
2, rue Camichel - BP 7122
31071 Toulouse Cedex 7
contact : nicolas.roux@laplace.univ-tlse.fr

Résumé : *l'article présente une application pédagogique appelée carte de caractérisation qui permet de tracer les caractéristiques statiques d'un transistor MOS et d'une diode. Cela permet d'illustrer le cours sur les composants de l'électronique de puissance aux étudiants de 1^{ère} année de l'ENSEEIHT de l'INP Toulouse. Outre le tracé des caractéristiques, nous pouvons retrouver expérimentalement les paramètres des modèles électriques des composants vus en cours et TDs.*

1 Introduction

Une des principales difficultés de l'enseignement de l'électronique de puissance est la découverte, par les étudiants, des différents interrupteurs électroniques et de leurs caractéristiques statiques courant-tension. Ces dernières permettent de remonter au modèle électrique des interrupteurs, ce qui est souvent suffisant dans l'étude des convertisseurs statiques.

Afin d'illustrer ces modèles, une manipulation sur les composants a été introduite en première année de l'ENSEEIHT, école d'ingénieur de l'INP de Toulouse, en complément du cours et des TD sur les composants à semi-conducteur. Le public que nous avons sorti principalement des classes préparatoires et possède, par conséquent, peu de connaissances en électronique.

Au cours de 3 séances de 4h, les étudiants vont réaliser un hacheur dévolteur d'une puissance nominale de 20W de la commande au montage de puissance en soudant successivement tous les éléments sur un circuit imprimé fourni. Cela permet de sensibiliser au dimensionnement et au comportement des différents éléments constitutifs d'un convertisseur statique.

Au préalable de ces séances, une quatrième séance de 4h est consacrée à l'étude des caractéristiques statiques des interrupteurs électroniques. C'est cette séance qui fait l'objet de cet article. Elle est basée sur un circuit imprimé qui sera appelé « carte de caractérisation » par la suite. La séance débute par une présentation aux étudiants d'une durée de 30 minutes environ, qui permet de justifier le principe de mesure retenu. Les étudiants caractérisent alors deux composants : un transistor MOS et une diode.

Nous allons commencer cet article par une présentation des modèles utilisés, suivie de celle de la carte ainsi que son dimensionnement. Puis nous montrerons des

résultats obtenus ainsi que l'exploitation que les étudiants peuvent en faire.

2 Présentation des modèles de composants utilisés

Les composants sont présentés à travers trois étapes :

- en cours l'approche structurelle, soit l'association de différentes zones de silicium plus ou moins dopées, est utilisée,
- la structure est ensuite associée au symbole du composant électronique ainsi réalisé,
- enfin, le modèle électrique statique est abordé lors des TDs. Les étudiants sont confrontés au problème de dégager un modèle comportemental linéaire d'un composant qui ne l'est pas du tout. Ceci introduit la nécessité de linéariser autour d'un point de fonctionnement.

2.1 Modèle de la diode

La diode est le premier composant abordé. Sa caractéristique est non linéaire, le courant étant lié à l'exponentielle de la tension appliquée à ses bornes. Souhaitant un modèle comportemental du composant, nous partons de sa caractéristique statique courant-tension représentée en noir pour deux valeurs de la température à la figure 1.

Nous pouvons linéariser cette courbe autour d'un point de fonctionnement donné. Pour l'exemple de la figure 1, il s'agit de la courbe à 25°C pour un courant de 150A (courbe rouge). Cette caractéristique linéarisée peut être modélisée par le circuit électrique de la figure 2 [LET 78]. Il apparaît trois éléments :

- une résistance représentant la relation de proportionnalité entre tension et courant lorsque la diode est conductrice : nous l'appellerons résistance dynamique et elle sera notée r_d ,
- une source de tension E_d représentant l'annulation du courant du modèle à une tension non nulle,

- une diode idéale D_0 ($E_d=0$ et $r_d=0$) représentant la non réversibilité en courant de la diode réelle.

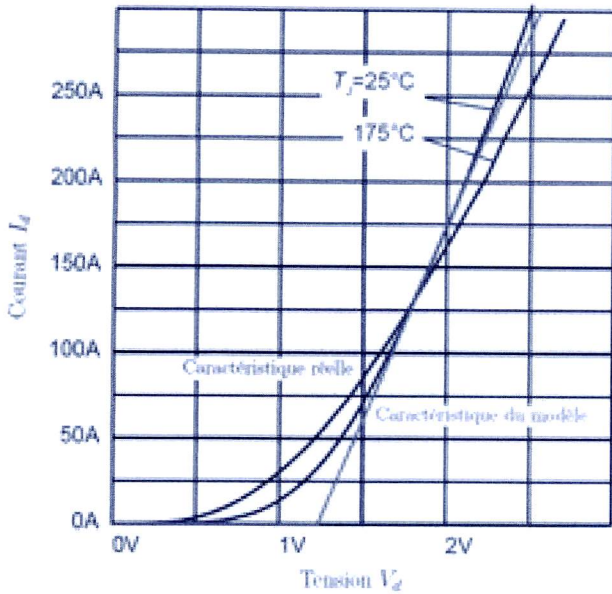


Figure 1 : Caractéristiques réelle et du modèle de la diode

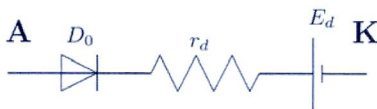


Figure 2 : Modèle électriques de la diode

Ce modèle possède un bon comportement autour du point de fonctionnement utilisé pour faire la linéarisation. Par contre, son comportement s'éloigne de celui de la diode réelle, plus on s'éloigne du point de fonctionnement. Par ailleurs, comme le montre la figure 1, le comportement de la diode est fortement dépendant de la température de jonction, ce qui n'est pas pris en compte dans le modèle : la température est supposée constante lors du fonctionnement de la diode.

Cette notion de limites à tout modèle est très instructive pour les étudiants qui vont être amenés à modéliser plein de systèmes différents, plus ou moins complexes, dans la suite de leur scolarité.

2.2 Modèle du transistor MOS

Le transistor MOS est un composant plus complexe car il est commandé. Sa caractéristique est multiple (paramétrée par la tension grille-source). Elle est représentée en noire à la figure 3. Nous pouvons linéariser ce réseau de courbes par celui représenté en rouge qui va servir de base au modèle. Pour chaque courbe, deux zones apparaissent : pour les fortes tensions V_{DS} , le transistor se comporte comme une source de courant, appelé courant potentiel I_{pot} . Par contre, pour les faibles tensions, courant et tension sont proportionnels ; c'est la zone ohmique où le composant se comporte comme une résistance R_{DSon} .

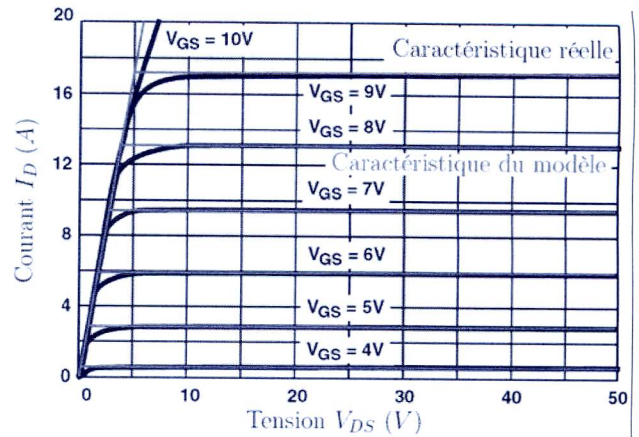


Figure 3 : Caractéristiques réelle et du modèle du transistor MOS (IRFD120)

Cette caractéristique peut être simulée par la partie de droite du modèle électrique représenté à la figure 4 [LET 02]. Cela consiste en l'association série d'une source de courant de valeur I_{pot} avec la résistance R_{DSon} . Si la tension V_{DS} est supérieure au produit $R_{DSon} \cdot I_{pot}$, alors la diode D_2 est bloquée (tension inverse à ses bornes) ; nous sommes en zone saturée. Par contre, si la tension V_{DS} devient inférieure au produit précédent, alors la diode D_2 devient conductrice, court-circuitant la source de courant ; nous sommes alors dans la zone ohmique. D_2 conduit alors la différence de courant entre le courant potentiel et le courant réel circulant à travers le transistor MOS.

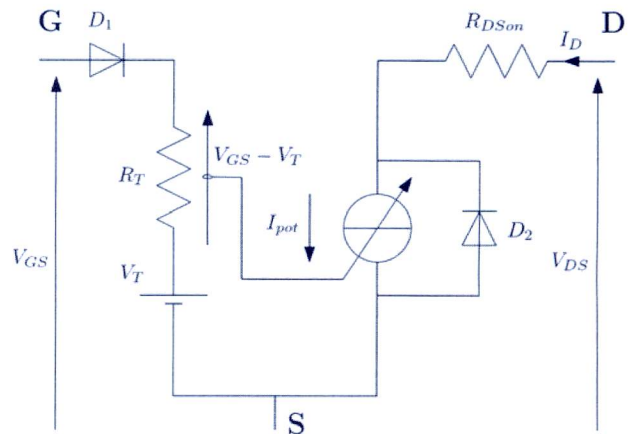


Figure 4 : Modèle électriques statique du transistor MOS (les diodes D_1 et D_2 sont idéales)

Il reste à modéliser la partie commande du transistor. Pour cela, nous utilisons la caractéristique de transfert de la figure 5. Le constructeur effectue les mesures dans la zone source de courant ($V_{DS} > R_{DSon} \cdot I_D$), ce qui fait que le courant mesuré est le courant potentiel. Par conséquent, cette caractéristique lie ce dernier à la tension V_{GS} appliquée. Elle a une forme très similaire à la caractéristique de conduction d'une diode. Nous pouvons donc utiliser un modèle similaire à celle-ci. Il est représenté sur la partie gauche de la figure 4.

Une différence est que ce n'est pas le courant du circuit de commande qui est représenté sur la caractéristique (courant de la diode modélisée) mais le courant côté puissance. La valeur de la résistance R_T importe peu et nous allons utiliser la tension à ses bornes qui va servir de commande de la source de courant potentiel suivant la relation ci-après :

$$I_{pot} = g \cdot (V_{GS} - V_T)$$

où g est la transconductance ou gain du transistor MOS.

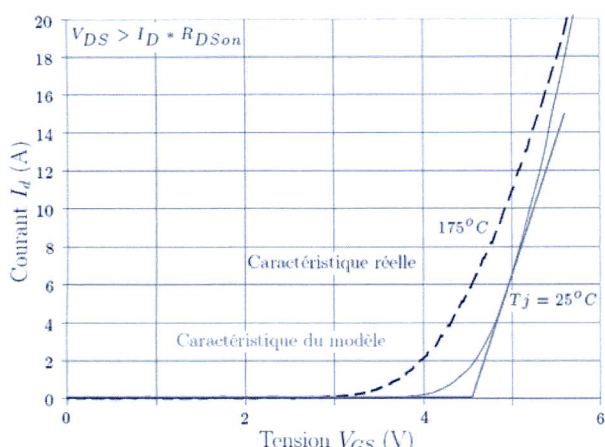


Figure 5 : Caractéristiques réelle et du modèle de la commande du MOSFET

Le modèle complet fait donc apparaître différents éléments :

- une résistance du canal R_{DSon} ,
- une source de courant représentant la limitation du courant de canal lors du pincement de celui-ci,
- un seuil de conduction représenté par la source de tension V_T ; elle représente la tension d'inversion de population qui permet la création du canal de conduction,
- d'autres éléments (diodes idéales D_1 et D_2 et R_T) qui permettent d'obtenir un modèle ayant un comportement proche de la réalité mais qui n'ont aucun lien avec un phénomène physique.

Tout comme le modèle de la diode, celui du transistor MOS possède des limitations notamment à cause de la forte dépendance des paramètres à la température.

3 Présentation de la carte de caractérisation

3.1 Problématique

Les composants de puissance que nous allons étudier sont ceux qui serviront par la suite à la réalisation du hacheur dévolteur. Il s'agit de l'IRF640 pour le transistor MOS et de la diode 1N5822.

L'objectif est de tracer la caractéristique courant-tension des composants en se passant d'un traceur de caractéristique. Si nous utilisons une alimentation stabi-

lisée pour balayer toute la caractéristique, le point de fonctionnement se situerait dans la zone dissipative, ce qui amènerait la destruction du composant.

Afin de parcourir la caractéristique en dynamique et limiter l'énergie dissipée, nous allons utiliser la décharge d'un condensateur.

L'élément critique est ici le transistor. Si nous nous reportons aux données constructeurs, l'énergie maximale admissible est de 580mJ. Nous prendrons une énergie de 500mJ afin d'avoir de la marge et le montage sera alimenté par une source de tension de 15V. Or l'énergie stockée dans un condensateur est donnée par la formule suivante :

$$E_C = \frac{1}{2} \cdot C \cdot V_C^2$$

Cela nous donne une valeur de condensateur de 4,44mF. Ce résultat doit être arrondi à l'inférieur afin de ne pas dépasser l'énergie maximale admissible par le transistor et d'anticiper la tolérance sur la valeur constructeur du condensateur. Dans la série usuelle des valeurs normalisées, cela nous donne une capacité de 2,2mF.

Par ailleurs, la carte doit prévoir la possibilité de faire varier le potentiel de grille du transistor MOS afin de visualiser son influence.

3.2 Présentation de la carte

Le schéma de la carte est présenté en annexe à la figure 10. L'alimentation stabilisée est connectée entre les pattes E1 et E2, cette dernière étant la masse.

Au centre du schéma, nous retrouvons les 5 pastilles qui vont permettre aux étudiants de placer alternativement le transistor et la diode, selon le composant étudié.

Du côté puissance, nous trouvons la diode D1 qui permet d'éviter la destruction du condensateur de stockage C1 en cas de branchement inversé de l'alimentation. R1 représente la résistance de charge. Sa valeur de 15Ω permet de limiter le courant à 1A. Les phases de charge étant séparées de plusieurs secondes, la puissance qu'elle va dissiper sera inférieure à 1W.

Nous avons un interrupteur à deux positions afin de connecter alternativement le condensateur C1 à la source pour le charger et au composant à étudier, au travers duquel C1 va se décharger. Il est nécessaire d'ajouter C3 afin de limiter le rebond du contact lors de l'actionnement de l'interrupteur.

Afin de mesurer le courant de décharge, un shunt Q1 de 10mΩ est placé en série avec le composant étudié.

Le reste des éléments permet le réglage du potentiel de grille du transistor. La transconductance typique de l'IRF640 est de 10S. Nous avons donc limité le potentiel de grille à 6V par l'intermédiaire de la diode Zéner D2, ce qui donne un courant potentiel maximum de 20A environ, valeur largement suffisante pour notre étude. Un potentiomètre permet de faire varier le potentiel de la grille.

Cinq points tests ont également été ajoutés. Ils permettent d'effectuer les relevés des formes d'ondes de tension et de courant lors des décharges et de régler le potentiel de grille. Le tableau 4, situé en annexe, donne les différentes grandeurs mesurées par les points tests.

Une photographie de la carte est proposée en annexe à la figure 11. Nous pouvons y retrouver les différents éléments. C'est un transistor MOS qui est actuellement soudé pour le test. Le réglage de la tension de grille se fait par l'intermédiaire du potentiomètre bleu (P_1).

Le tableau 5, situé en annexe, donne le choix des différents composants présents sur la carte.

4 Partie pratique

Après la présentation de la carte, les étudiants passent à la manipulation où ils soudent alternativement les deux composants. Ils doivent alors expliquer les formes temporelles et courant-tension qu'ils obtiennent en s'appuyant sur les connaissances acquises en cours et TD, en particulier, les modèles électriques des composants. Ensuite, ils doivent identifier les différents paramètres de ces modèles électriques.

4.1 Etude du transistor MOS IRF640

Pour un potentiel de grille donné, les étudiants effectuent un essai de décharge. Cet essai est doublement intéressant. Outre l'étude du composant, il permet aux étudiants de se familiariser avec les difficultés de se synchroniser sur un signal fugitif et l'usage de la fonction « monocoup » de l'oscilloscope.

La figure 6 présente deux exemples de relevés obtenus pour $V_{GS}=5,6V$ (en noir) et $4,4V$ (en clair). Plusieurs éléments se remarquent rapidement. Tout d'abord, les deux zones de fonctionnement du transistor MOS sont bien visibles : au début de la décharge, le comportement source de courant (courant constant) se voit sur le courant lui-même, mais aussi avec la décharge linéaire du condensateur. Puis, sur la fin de décharge, apparaît le comportement résistif du transistor, ce qui donne une forme exponentielle à la fois pour le courant et la tension. Par ailleurs, le courant potentiel augmente bien avec la tension V_{GS} .

Un autre phénomène visible est la tension pour laquelle le transistor passe de sa zone saturée à sa zone ohmique. Nous avons vu dans la partie modélisation qu'elle s'élève à $R_{DSon} \cdot I_{pot}$. Nous pouvons constater ici que cela est bien cohérent avec les courbes expérimentales.

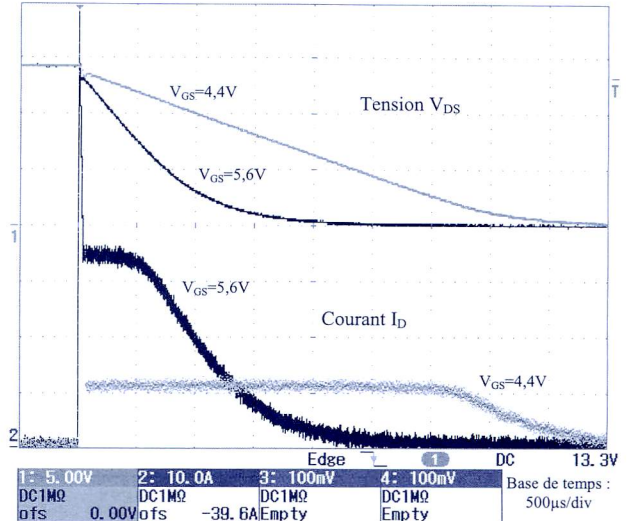


Figure 6 : Essais de décharge avec le transistor MOS pour $V_{GS}=5,6V$ (noir) et $V_{GS}=4,4V$ (clair)

A partir de ce relevé, il est intéressant de passer l'oscilloscope en mode X-Y. Le résultat est donné sur la figure 7. Les courbes ont été surlignées afin de les rendre plus visibles.

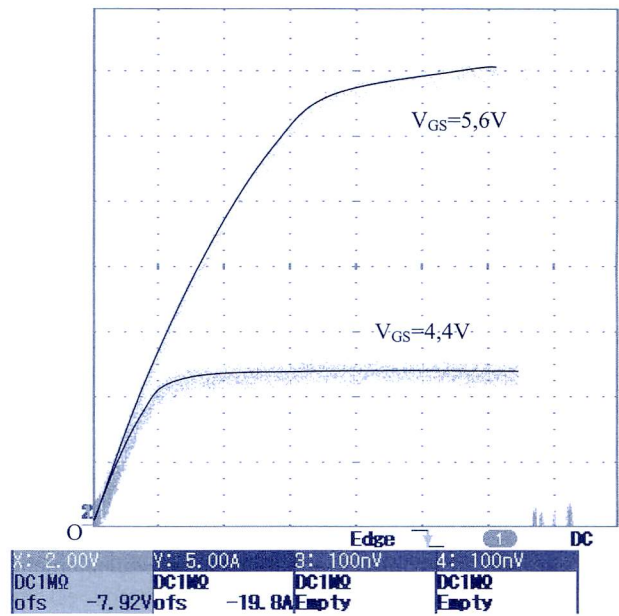


Figure 7 : Caractéristique courant-tension du transistor MOS pour deux valeurs de V_{GS} (courbes surlignées pour les rendre plus visibles)

A partir de leurs différents relevés, les étudiants peuvent déterminer différents éléments du modèle électrique du transistor MOS, dont le schéma a été présenté à la figure 4.

Les premiers éléments à calculer sont la transconductance g et la tension de seuil V_T . Nous avons alors besoin de la tension grille-source et du courant potentiel pour les deux essais successifs. Le tableau 1 donne les relevés effectués lors des essais.

V_{GS}	I_{pot}
4,4V	11A
5,6V	34A

Tableau 1 : Relevés de valeurs

A partir de ces valeurs, nous pouvons déterminer les valeurs expérimentales et les comparer avec les données fournies par le constructeur. Le comparatif est donné au tableau 2. Nous trouvons des valeurs cohérentes avec ce que donne le constructeur.

	Valeurs expérimentales	Données constructeurs
V_T	3,8V	$2V < . < 4V$
g	19,2S	$> 6,7S$
R_{DSon}	160m Ω	$< 180m\Omega$

Tableau 2 : Comparaison des résultats expérimentaux avec les données constructeurs

A partir de la caractéristique courant-tension, nous pouvons également déterminer la résistance à l'état passant du composant. En effet, la pente de la caractéristique dans la zone ohmique correspond à l'inverse de cette résistance. Nous obtenons une valeur comparée à celle donnée par le constructeur dans le tableau 2. L'ordre de grandeur est bien vérifié.

Après ces mesures, les étudiants dessoudent le transistor pour mettre en place la diode.

4.2 Etude de la diode 1N5822

L'étude de la diode paraît plus simple au premier abord car nous n'avons plus le réglage d'un quelconque niveau d'un signal de commande. Un seul essai suffit alors pour tracer la caractéristique.

Pourtant, un problème apparaît car le seul élément qui limite le courant maximal de la décharge est sa résistance dynamique. D'après les données constructeurs, elle s'élève à environ à 40m Ω . Ajoutée au shunt, sous une tension de 15V, nous allons obtenir un courant crête de 300A environ, ce qui est très important. Cela s'avère un peu violent pour l'interrupteur au moment de sa fermeture. Il est donc préférable de diminuer la tension lors de l'essai avec la diode.

Nous limiterons ici l'alimentation du montage à 4V. La figure 8 présente un essai effectué avec la diode. Les origines des deux courbes ont été décalées pour éviter la superposition des courbes. Nous découvrons, tant pour le courant que pour la tension, une forme exponentielle, soit la décharge d'un condensateur à travers une résistance.

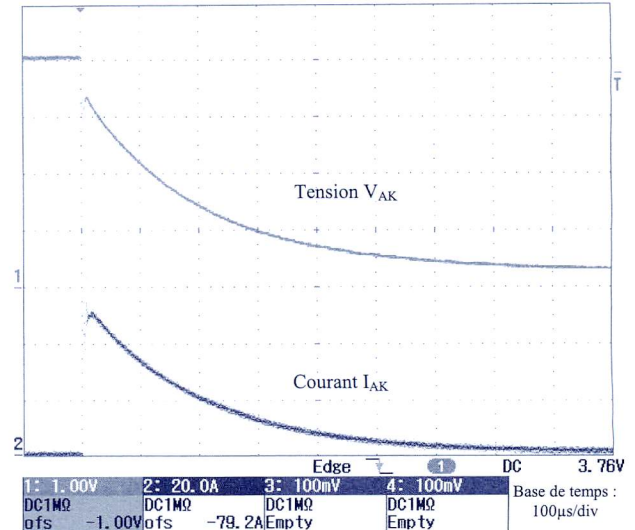


Figure 8 : Essai de décharge avec la diode

Si nous passons l'affichage de l'oscilloscope en mode X-Y, nous obtenons la figure 9. Nous pouvons remarquer que nous ne retrouvons pas la caractéristique exponentielle. Cela est lié à la faible valeur de la résistance série de la diode : l'échelle en courant est importante par rapport à celle en tension, ce qui écrase la caractéristique de la diode. C'est un phénomène que nous pouvons retrouver sur certaines caractéristiques constructeurs. D'ailleurs, certains préfèrent utiliser des échelles logarithmiques.

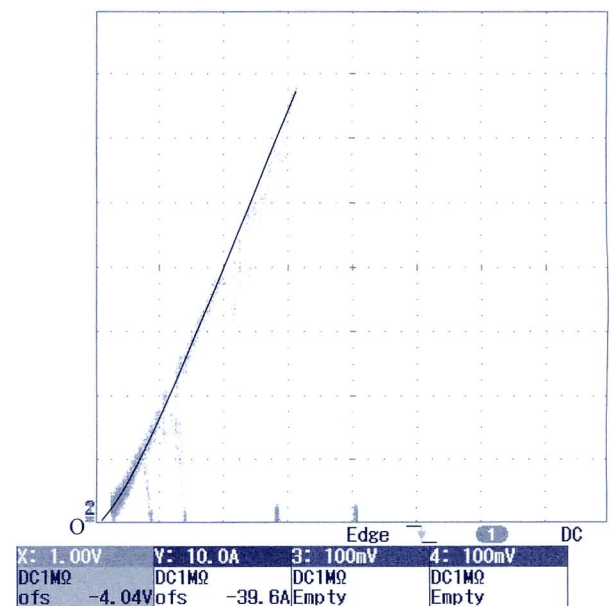


Figure 9 : Caractéristique courant-tension de la diode (courbe surlignée pour la rendre plus visible)

Nous pouvons, à partir de ce relevé, retrouver les éléments du modèle électrique de la diode (cf. figure 2).

Nous devons déterminer une résistance dynamique ainsi qu'un seuil de tension. Leur valeur dépend du point de fonctionnement considéré pour tracer la tangente à la courbe. Les valeurs expérimentales et celles tirées des données constructeurs sont données dans le tableau 3. Il ne faut pas oublier de retrancher la valeur du shunt ($10\text{m}\Omega$) à la valeur de la résistance mesurée.

L'ordre de grandeur est vérifié mais la valeur ne peut pas être précise à cause de la nécessité de zoomer le relevé autour du coude, augmentant ainsi l'erreur commise.

	Valeurs expérimentales	Données constructeurs
E	0,2V	0,45V
rd	35m Ω	33m Ω

Tableau 3 : Comparaison des résultats expérimentaux avec les données constructeurs

Les étudiants peuvent observer une caractéristique totalement différente de celle du transistor MOS. Le relevé expérimental permet également de justifier la forme du modèle électrique de la diode.

Les étudiants abordent également le problème de la précision des mesures quand le courant étudié peut atteindre plusieurs dizaines d'ampères alors que le relevé des caractéristiques nécessite de zoomer sur la zone où il s'élève seulement à quelques ampères.

5 Conclusion – Bilan

À l'issue de cette séance, les étudiants ont eu l'opportunité d'appréhender deux composants aux comportements différents, ce qui complète parfaitement l'enseignement théorique. Ils ont également pu découvrir un moyen original de mesurer expérimentalement les grandeurs des modèles électriques des composants, ainsi que l'exploitation des données constructeurs afin de vérifier leurs résultats.

Le retour qualitatif des étudiants est très positif. La manipulation directe des caractéristiques des composants leur permet de mieux assimiler les différents comportements de la diode et du transistor MOS. En effet, ils peuvent observer en direct leur caractéristique, ainsi que l'influence de la tension grille-source dans le cas du transistor. Par ailleurs, l'extraction des paramè-

tres des modèles électriques statiques par une approche expérimentale facilite leur compréhension et assimilation.

Enfin, cette séance permet un contact avec le matériel qui sera utilisé par la suite dans la réalisation d'un hacheur, puis dans la réalisation d'une alimentation de type *forward* en deuxième année. En particulier, nous pouvons citer l'oscilloscope avec tout le problème de la synchronisation d'un phénomène fugitif, surtout pour des étudiants sortants tout droit de classes préparatoires.

6 Bibliographie

[LET 78] P. Leturcq et G. Rey : "Physique des composants actifs à semi-conducteurs", Dunod, 1978, ISBN 2-04-010385-6.

[LET 02] P. Leturcq : "Semi-conducteurs de puissance unipolaires et mixtes (partie 2)", Techniques de l'Ingénieur, D3109, 2002.

7 Annexes

Point test	Valeur relevée
M1	masse
M2	tension condensateur
M3	tension composant
M4	tension shunt
M5	potentiel de grille

Tableau 4 : Points tests de la carte

Composant	Référence ou valeur
C1	2,2mF
C2	470nF
C3	100nF
D1	1N4007
D2	BZX85C 6,2V
P1	Potentiomètre 10k Ω
Q1	Shunt 10m Ω
R1	15 Ω - 1W
R2	220 Ω
R3	6,8k Ω
R4	10k Ω
T1	2N222

Tableau 5 : Liste des composants

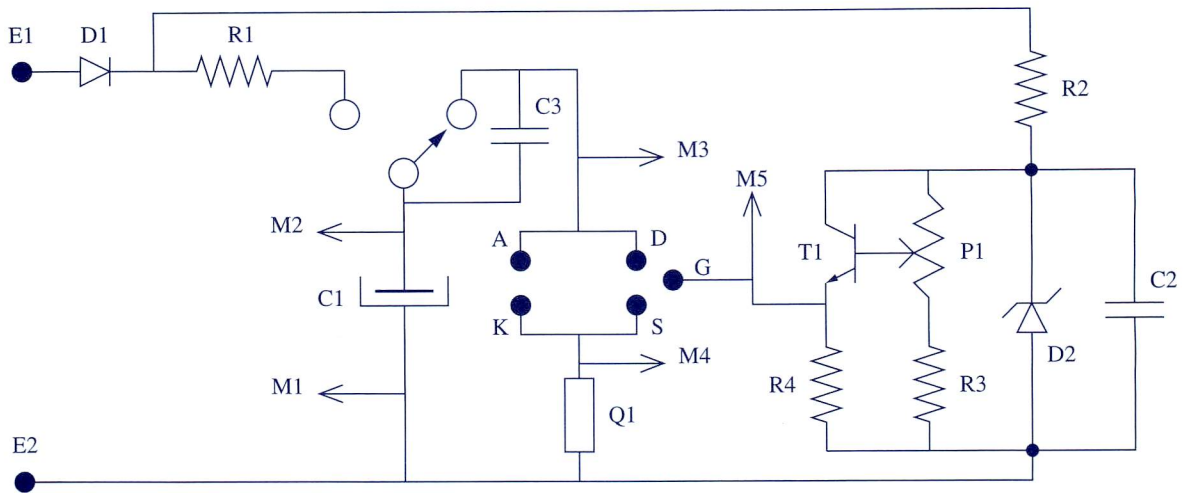


Figure 10 : Schéma de la carte de décharge

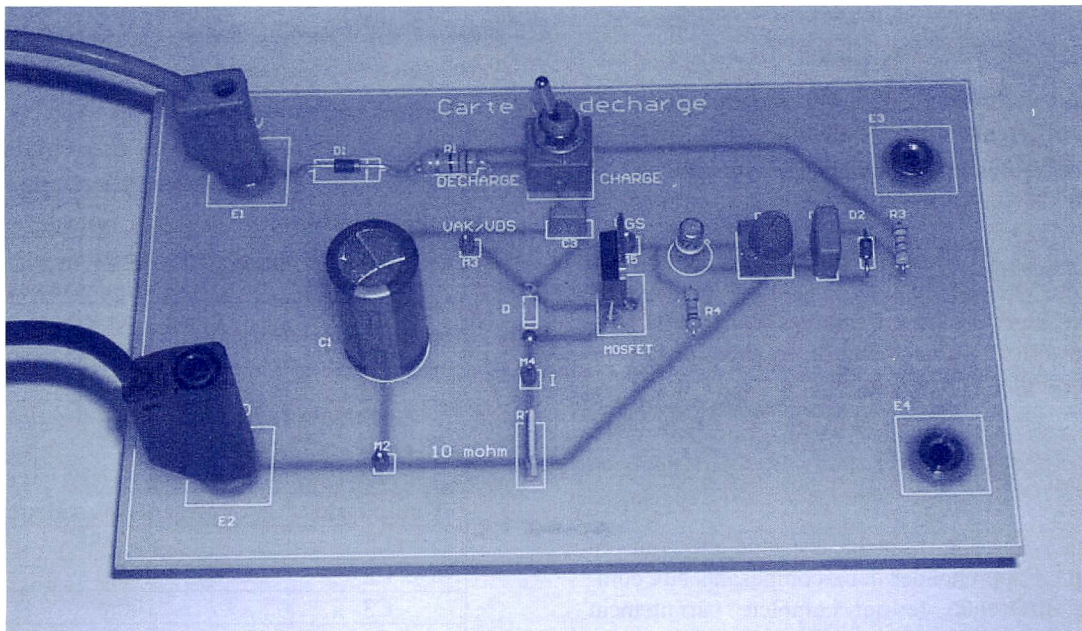


Figure 11 : Photographie de la carte de décharge

Optimisation du rendement d'un moteur asynchrone entraînant à vitesse variable une charge à couple quadratique

Eric PIECOURT

Professeur de Physique Appliquée

Lycée Gaston Monnerville, rue George Sand, 46000 Cahors

Eric-Jean-Marc.Piecourt@ac-toulouse.fr

Résumé : Cet article s'intéresse au comportement d'un moteur asynchrone, en régime permanent, alimenté par variateur de vitesse, lorsqu'il est soumis à un couple résistant quadratique ($C_r = C_{r0} + k.N^2$). Il s'agit de déterminer théoriquement, à partir du modèle classique de la machine asynchrone, la loi de variation du flux en fonction de la vitesse permettant d'obtenir un rendement maximum sur la plage de vitesse 0 – vitesse nominale.

La validation de cette étude théorique est réalisée à deux niveaux :

- par simulation avec le logiciel Psim Démo
- par des mesures sur un banc d'essais comportant un variateur de vitesse Schneider ATV61 alimentant un moteur asynchrone 1,5 kW accouplé à une charge active Leroy-Somer.

1. Introduction

La réduction de la consommation d'énergie dans les entraînements électriques à vitesse variable est un enjeu majeur du monde industriel comme en témoignent les recommandations émises par des organismes tels que l'ADEME en France [1].

Les motorisations électriques représentent environ 70% de la consommation d'énergie de l'industrie française. Les entraînements de charges à couple quadratique (ventilateurs, pompes centrifuges, compresseurs, centrifugeuses) représentent à eux seuls de l'ordre de 50% du marché de la variation de vitesse.

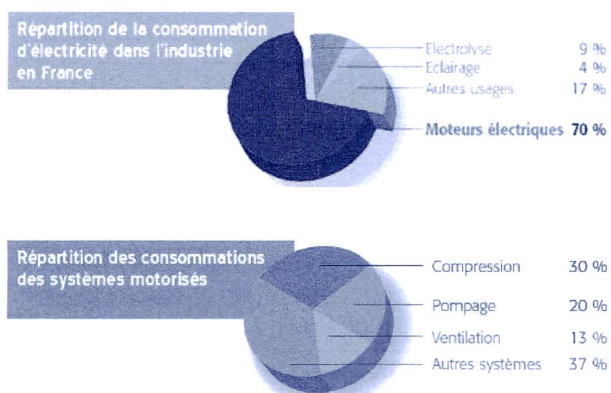


Figure 1 : répartitions des consommations d'électricité dans l'industrie française (données Ademe [1])

Pour ce type d'entraînement, les constructeurs de variateur de vitesse proposent, depuis quelques années, des lois de commande dites à « économie d'énergie »

ou « quadratique » en plus des lois plus classiques « U/f constant » et « contrôle vectoriel de flux » (exemples : variateur ATV61 – Schneider et variateur Sinamics G120 – Siemens).

En parallèle, ils ont développé des logiciels permettant de chiffrer les économies d'énergie réalisées par utilisation de la variation électronique de vitesse à la place des solutions traditionnelles utilisées en gestion des fluides (exemples de logiciels gratuits : Eco8 de Schneider et Sinasave de Siemens [2]).

Des efforts sont aussi réalisés pour augmenter le rendement des moteurs. En 2002, trois classes de rendement ont été définies par le CEMEP et la Commission Européenne pour les moteurs 50 Hz, 2 et 4 pôles, de 1,1 à 90 kW :

- EFF1 : moteurs à haut rendement
- EFF2 : moteurs à rendement augmenté
- EFF3 : moteurs standards.

Les moteurs vendus actuellement dans ces gammes de puissance font l'objet d'un marquage obligatoire EFF.

Le présent article sera décliné en trois parties.

Une première partie concernera l'optimisation du rendement d'un moteur asynchrone soumis à un couple résistant quelconque afin de déterminer la loi de flux adaptée sur toute sa plage de vitesse (de 0 à la vitesse nominale). Cette étude théorique s'appuiera sur le modèle classique de la machine asynchrone de puissance inférieure à 15 kW (norme UTE).

Dans une deuxième partie, une validation de cette étude sera réalisée par simulation de l'entraînement électrique direct d'un moteur asynchrone de puissance 1,5 kW, de classe EFF3 avec le logiciel Psim Démo. Ce moteur sera chargé par un couple résistant quadratique.

Enfin une validation expérimentale sur un banc d'essais (variateur ATV61 + moteur asynchrone + charge active Leroy Somer) permettra de tester la loi de flux déterminée théoriquement et de la comparer, en termes de rendement, aux lois prédéfinies sur le variateur de vitesse (loi « $U/f = \text{cte}$ », loi « contrôle vectoriel de flux », loi « quadratique », loi « économie d'énergie »).

2. Étude théorique

2.1. Modélisation

On considère un moteur asynchrone triphasé à cage de puissance inférieure à 15 kW, dont le modèle électrique par phase statorique en régime permanent est donné figure 2.

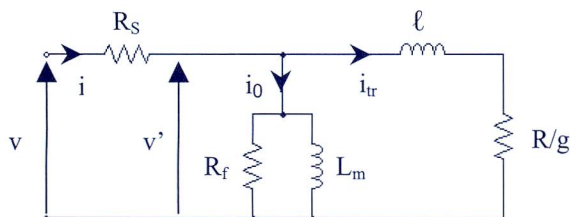


Figure 2 : modèle électrique par phase du moteur asynchrone

Sur ce schéma, la tension efficace V et la fréquence f d'alimentation sont supposées réglables.

Pour simplifier l'étude théorique, on fait les hypothèses suivantes :

- les pertes fer au stator sont négligeables : $R_f \rightarrow +\infty$
- la réactance de fuites $\ell\omega$ est très inférieure à R/g , le glissement g restant faible même aux très basses fréquences
- les tensions v et v' sont peu déphasées ($R_s I$ petit devant V).

Le diagramme de Fresnel des courants et des tensions a alors l'allure suivante :

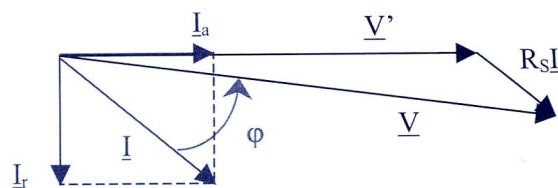


Figure 3 : diagramme de Fresnel

- I_a courant actif en phase avec V' (remplace I_r)
- I_r courant réactif en quadrature de phase arrière avec V' (remplace I_0).

On en déduit les relations suivantes :

$$\begin{cases} V = V' + R_s I \cos \varphi \\ V' = L_m \omega I_r \\ V' = \frac{R}{g} I_a \end{cases} \quad (1)$$

$$I = \sqrt{I_a^2 + I_r^2} = V' \sqrt{\left(\frac{g}{R}\right)^2 + \left(\frac{1}{L_m \omega}\right)^2}$$

En régime permanent, l'équation mécanique sur l'arbre du groupe moteur – charge s'écrit :

$$C_u = C_r \quad (2)$$

avec C_u , couple utile du moteur et C_r , couple résistant dû à la charge.

Par ailleurs, on a :

$$C_u = C_{em} - C_p \quad (3)$$

avec C_{em} , couple électromagnétique et C_p , couple de pertes du moteur.

2.2. Expression du rendement et optimisation

Avec les hypothèses précédentes, **mais sans négliger les pertes fer au stator**, le rendement du moteur asynchrone en régime permanent s'exprime par :

$$\eta = \frac{P_u}{P_a} = \frac{C_r \Omega}{C_r \Omega + (3R_s I^2 + p_{fs} + 3R I_a^2 + C_p \Omega)} \quad (4)$$

avec Ω vitesse de rotation du moteur en rad/s.

La puissance électromagnétique a pour expression :

$$P_{em} = C_{em} \Omega_s = 3 \frac{R}{g} I_a^2$$

$$\Rightarrow I_a^2 = \frac{(C_p + C_r)(\Omega_s - \Omega)}{3R} \quad (5)$$

Pour déterminer la valeur efficace I du courant de ligne, on utilise les relations (1) :

$$I_r = \frac{R}{g L_m \omega} I_a \quad \text{soit} \quad I_r^2 = \frac{R(C_p + C_r)}{3p^2 L_m^2 (\Omega_s - \Omega)} \quad (6)$$



On en déduit :

$$I^2 = \frac{R(C_p + C_r)}{3p^2 L_m^2 (\Omega_S - \Omega)} + \frac{(C_p + C_r)(\Omega_S - \Omega)}{3R} \quad (7)$$

Les pertes Joule (stator + rotor) du moteur s'écrivent alors :

$$p_j = (C_p + C_r) \left[\left(1 + \frac{R_S}{R} \right) (\Omega_S - \Omega) + \frac{RR_S}{p^2 L_m^2 (\Omega_S - \Omega)} \right]$$

Les pertes fer au stator ont pour expression :

$$p_{fs} = \frac{3}{R_f} (L_m \omega I_r)^2 = \frac{R \Omega_S^2 (C_p + C_r)}{R_f (\Omega_S - \Omega)}$$

Finalement, les pertes de nature électrique, s'expriment par :

$$p_e = (C_p + C_r) \left[\left(1 + \frac{R_S}{R} \right) (\Omega_S - \Omega) + \left(\frac{RR_S}{p^2 L_m^2} + \frac{R \Omega_S^2}{R_f} \right) \frac{1}{(\Omega_S - \Omega)} \right] \quad (8)$$

Pour simplifier l'écriture, on pose :

$$K_1 = 1 + \frac{R_S}{R} \quad ; \quad K_2 = \frac{RR_S}{p^2 L_m^2} \quad ; \quad K_3 = \frac{R}{R_f}$$

L'expression finale du rendement en fonction de la vitesse de rotation et du couple résistant exercé est :

$$\eta = \frac{1}{\left(1 + \frac{C_p}{C_r} \right) \left[1 + K_1 \left(\frac{\Omega_S - \Omega}{\Omega} \right) + \frac{K_2 + K_3 \Omega_S^2}{\Omega (\Omega_S - \Omega)} \right]} \quad (9)$$

Pour obtenir une expression relativement simple du rendement maximum pour une fréquence d'alimentation donnée ($f = p\Omega_S / 2\pi$), on suppose que :

- le terme $(1 + C_p/C_r)$ influe peu ($C_p \ll C_r$) bien que C_p et C_r puissent dépendre de Ω
- dans le terme entre crochets on peut assimiler $1/\Omega$ et $1/\Omega_S$ (glissement faible).

Avec ces hypothèses, le rendement sera maximal si la fonction $f(\Omega) = K_1(\Omega_S - \Omega) + (K_2 + K_3\Omega_S^2)/(\Omega_S - \Omega)$ est à son minimum.

La vitesse optimale s'écrit alors :

$$\Omega_{opt} = \Omega_S - \sqrt{\frac{K_2 + K_3 \Omega_S^2}{K_1}} \quad (10)$$

Le rendement maximum correspondant est :

$$\eta_{max} = \frac{1}{\left(1 + \frac{C_p}{C_r} \right) \left(1 + \frac{2\sqrt{K_1 (K_2 + K_3 \Omega_S^2)}}{\Omega_S - \sqrt{(K_2 + K_3 \Omega_S^2)/K_1}} \right)} \quad (11)$$

2.3. Flux et tension moteur optimisés

De manière générale, le flux statorique dans le moteur s'exprime par :

$$\Phi = L_m I_r = \frac{1}{p} \sqrt{\frac{R}{3}} \sqrt{\frac{C_p + C_r}{\Omega_S - \Omega}} \quad \text{avec (6)} \quad (12)$$

Le flux optimal est obtenu à partir de la relation (10) :

$$\Phi_{opt} = \frac{1}{p} \sqrt{\frac{R}{3}} \sqrt{\frac{K_1}{K_2 + K_3 \Omega_S^2}} \sqrt{C_p + C_r} \quad (13)$$

La tension simple s'obtient à partir des relations (1) :

$$V = V' + R_S I \cos \varphi = \omega \Phi + R_S I_a$$

La tension optimale s'écrit :

$$V_{opt} = \sqrt{\frac{C_p + C_r}{3}} \left[\sqrt{\frac{K_1}{K_2 + K_3 \Omega_S^2}} \sqrt{R \Omega_S} + \sqrt{\frac{K_2 + K_3 \Omega_S^2}{K_1}} \frac{R_S}{\sqrt{R}} \right] \quad (14)$$

3. Simulations avec le logiciel Psim Démo

Pour valider les résultats théoriques précédents, une première étape va consister à modéliser avec le logiciel Psim Démo un moteur industriel associé à une charge de type compresseur centrifuge.

Dans un second temps, les résultats théoriques et de simulation seront comparés pour les grandeurs flux, tension, et rendement optimisées pour des fréquences comprises entre 0 et 50 Hz.

3.1. Caractéristiques du moteur et du compresseur

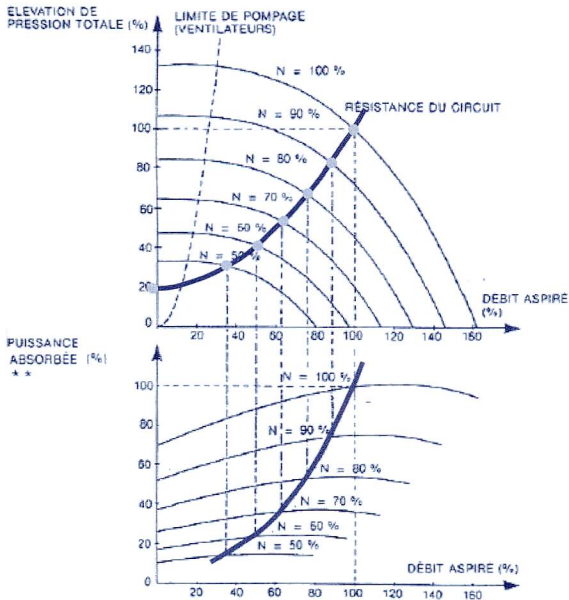
La plaque signalétique du moteur triphasé étudié donne les valeurs nominales suivantes pour un couplage en étoile :

$$\begin{aligned} U_n &= 380 \text{ V} & I_n &= 3,5 \text{ A} & \cos \varphi_n &= 0,82 \\ P_{un} &= 1500 \text{ W} & N_n &= 1430 \text{ tr/min.} \end{aligned}$$

Les caractéristiques de charge d'un compresseur lorsque sa vitesse de rotation N varie de 0 à 100% de sa valeur nominale sont données sur la figure 4.

A partir de ces caractéristiques, on peut déterminer les expressions approchées du débit d'air q_V et de la puissance mécanique absorbée P en % (qui est aussi la puissance utile du moteur) :

$$\begin{cases} q_V (\%) = -0,25 + 1,25 N (\%) \\ P (\%) = 0,021 N (\%) + 0,979 N^3 (\%) \end{cases}$$



** Le rendement de la machine entraînée a été supposé constant quelle que soit la vitesse de rotation. Le rendement du convertisseur de fréquence n'a pas été pris en compte.

Figure 4 : caractéristiques de charge d'un compresseur utilisé en variation de vitesse [3]

A partir de $P(\%)$, on détermine $C_r(\%)$:

$$C_r(\%) = 0,021 + 0,979N^2(\%)$$

$$C_r = C_n \left[0,021 + 0,979 \left(\frac{N}{N_n} \right)^2 \right]$$

Avec le moteur choisi ($N_n = 1430$ tr/min ; $C_n = 10$ N.m), le couple résistant s'écrit :

$$C_r = 0,21 + 4,79 \cdot 10^{-6} N^2 = 0,21 + 4,37 \cdot 10^{-4} \Omega^2 \quad (15)$$

3.2. Détermination expérimentale des éléments du modèle équivalent au moteur

Pour déterminer les éléments du modèle électrique présenté à la figure 2, trois essais suffisent :

- un essai en continu donne R_S (méthode voltampèremétrique)
- un essai au synchronisme permet d'identifier les éléments R_f et L_m
- un essai à rotor bloqué avec $I = I_n$ fournit les éléments R et ℓ .

L'essai au synchronisme permet d'obtenir aussi le couple de pertes C_p .

- L'essai en continu a donné les résultats suivants :

$U = 30,1$ V (entre 2 phases) pour $I = 3,5$ A.

On en déduit la résistance R_S par phase :

$$R_S = \frac{U}{2I}$$

$$R_S = 4,3 \Omega$$

• Pour l'essai au synchronisme, il faut procéder en deux étapes :

- entraînement du moteur asynchrone non alimenté par une charge active à la vitesse de synchronisme (1500 tr/min)
- alimentation du moteur sous tension nominale en ayant vérifié au préalable que le sens de rotation est identique à celui imposé par la charge active !

La charge active est constituée d'un moteur brushless associé à un variateur de vitesse didactisé qui permet de relever sur un logiciel (Apile), via une liaison USB, les grandeurs électriques et mécaniques.

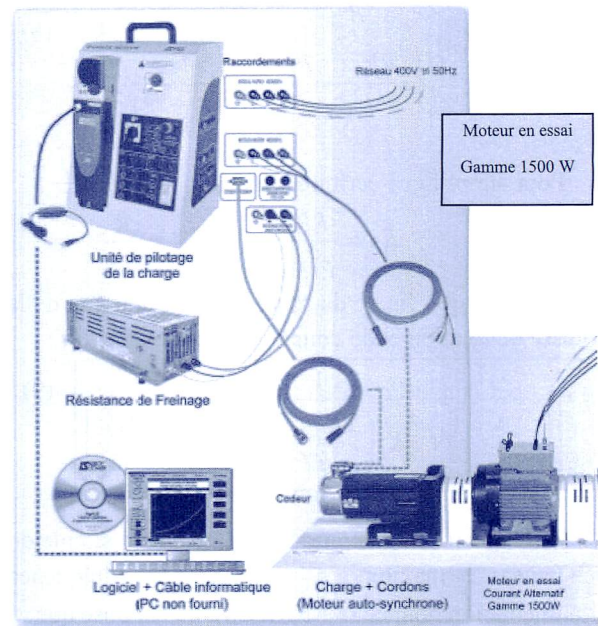


Figure 5 : exemple de configuration de la charge active sur un banc d'essais (document Leroy Somer)

Le couple électromagnétique du moteur brushless est proportionnel à la valeur efficace de son courant statorique. Ce couple est affiché sur le logiciel Apile comme couple utile du banc étudié : cela revient à regrouper les pertes mécaniques des deux machines accouplées.

Dans l'essai au synchronisme, sans alimentation de la machine asynchrone, le couple électromagnétique fourni par le moteur brushless est égal au couple de pertes mécaniques totales du banc.

Le logiciel Apile affiche un couple utile de - 0,7 N.m dans ces conditions.

Pour une vitesse de 860 tr/min, le couple utile est de - 0,5 N.m.



Pour une vitesse de 160 tr/min, le couple utile est de -0,3 N.m.

Le couple de pertes peut donc s'écrire :

$$C_p = 0,3 + 0,00255\Omega$$

Cette dépendance du couple de pertes avec la vitesse de rotation est confirmée par un essai de lâcher à partir de la vitesse à vide : la décroissance de vitesse observée n'est pas linéaire.

Lorsque la machine asynchrone est mise sous tension alors que l'arbre est entraîné à la vitesse de synchronisme, la puissance qu'elle absorbe ne correspond qu'aux pertes électriques : $P_0 = p_{js0} + p_{f0}$.

Les mesures électriques au niveau de la machine asynchrone ont été effectuées avec un analyseur de réseau Fluke 43B. Les résultats sont les suivants :

$$U_0 = 380,6 \text{ V} \quad I_0 = 1,95 \text{ A}$$

$$P_0 = 141 \text{ W} \quad Q_0 = 1277 \text{ VAR} \quad S_0 = 1285 \text{ VA}$$

On en déduit la valeur efficace V_0' de la tension aux bornes de R_f et L_m :

$$V_0' = \frac{\sqrt{(P_0 - 3R_S I_0^2)^2 + Q_0^2}}{3I_0} = 219 \text{ V}$$

Les valeurs de R_f et L_m sont déduites des relations suivantes :

$$R_f = \frac{3V_0'^2}{P_0 - p_{js0}} \quad R_f = 1565 \Omega$$

$$L_m = \frac{3V_0'^2}{Q_0\omega} \quad L_m = 0,358 \text{ H}$$

• L'essai à rotor bloqué est obtenu en imposant un couple de charge important sur l'arbre, via le logiciel Apile, afin que le moteur asynchrone ne puisse pas démarrer lorsqu'on augmente progressivement sa tension d'alimentation.

Les résultats de cet essai sont les suivants (affichage sur Apile) :

$$V_{CC} = 45 \text{ V} \quad I_{CC} = 3,5 \text{ A} \quad P_{CC} = 285 \text{ W}$$

En procédant, comme pour l'essai précédent, par application du théorème de Boucherot sur le schéma équivalent de la figure 2 avec $g = 1$, on trouve :

$$V_{CC}' = \frac{\sqrt{(P_{CC} - 3R_S I_{CC}^2)^2 + \overbrace{(3V_{CC} I_{CC})^2 - P_{CC}^2}^{Q_{CC}^2}}}{3I_{CC}} = 37,9 \text{ V}$$

$$P_{fCC} = \frac{3V_{cc}'^2}{R_f} = 2,7 \text{ W} \quad Q_m = \frac{3V_{cc}'^2}{X_m} = 38,3 \text{ VAR}$$

$$I_{tr} = \frac{\sqrt{(P_{CC} - p_{jsCC} - p_{fCC})^2 + (Q_{CC} - Q_m)^2}}{3V_{CC}'} = 3,17 \text{ A}$$

$$R = \frac{P_{CC} - p_{jsCC} - p_{fCC}}{3I_{tr}^2} \quad R = 4,1 \Omega$$

$$\ell = \frac{Q_{CC} - Q_m}{3\omega I_{tr}^2} \quad \ell = 35,8 \text{ mH}$$

3.3. Validation du modèle équivalent

Pour valider expérimentalement le modèle équivalent obtenu grâce aux essais précédents, deux essais supplémentaires ont été réalisés en utilisant la charge active et le logiciel Apile : essai à pleine charge et essai à demi-charge avec $f = 50 \text{ Hz}$.

Le schéma de simulation PSIM est le suivant :

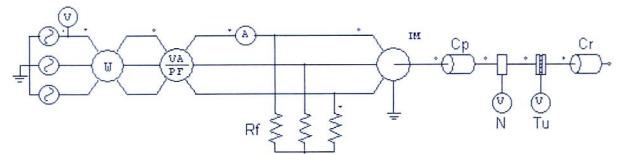


Figure 6 : modèle Psim de simulation du groupe moteur – charge à couple quadratique

Le modèle Psim du moteur asynchrone n'intégrant pas, pour chaque phase, la résistance fer R_f , elle a été ajoutée en amont du moteur. Cette position augmente quelque peu les pertes fer puisque la résistance par phase est soumise à la tension V alors qu'elle devrait être soumise à la tension V' .

Essai à pleine charge :

$$T_u = 9,94 \text{ N.m avec } V = V_n = 220 \text{ V}$$

Mesures	I (A)	FP	P_a (W)	N (tr/min)	P_u (W)	η (%)
Essais	3,57	0,80	1890	1436	1495	79,1
Simulation	3,60	0,809	1917	1419	1477	77
Erreur (%)	0,85	1,1	1,4	1,2	1,2	2,6

Essai à demi-charge :

$$T_u = 5,16 \text{ N.m avec } V = V_n = 220 \text{ V}$$

Mesures	I (A)	FP	P_a (W)	N (tr/min)	P_u (W)	η (%)
Essais	2,54	0,64	1070	1469	794	74,2
Simulation	2,55	0,65	1090	1458	788	72,2
Erreur (%)	0,4	1,6	1,9	0,75	0,75	2,7

Ces deux essais valident le modèle obtenu : les erreurs relatives entre les résultats de simulation et expérimentaux peuvent être imputées à la position de la résistance R_f sur le schéma Psim et à la précision des appareils de mesure utilisés pour les différents essais. Les erreurs se cumulent pour le rendement qui fait intervenir trois capteurs (tension, courant, vitesse). Si l'on additionne les erreurs sur P_a (capteurs de tension et de courant) et sur P_u (capteur de vitesse), on obtient l'erreur sur η .

3.4. Comparaison des résultats théoriques et de simulation pour le rendement maximum

Les coefficients K_1 , K_2 et K_3 sont calculés à partir de la modélisation.

Leurs valeurs respectives sont :

$$K_1 = 2,05 \quad K_2 = 34,4 \quad K_3 = 0,00262.$$

Les équations (10), (11), (12) et (14) s'écrivent alors :

$$\Omega_{opt} = \Omega_S - \sqrt{16,8 + 0,00128 \cdot \Omega_S^2}$$

$$\eta_{max} = \frac{1}{\left(1 + \frac{0,3 + 0,00255 \cdot \Omega_{opt}}{0,21 + 4,37 \cdot 10^{-4} \cdot \Omega_{opt}^2}\right) \left(1 + \frac{2\sqrt{70,5 + 0,00537 \cdot \Omega_S^2}}{\Omega_{opt}}\right)}$$

$$\Phi_{opt} = 0,584 \sqrt{\frac{0,51 + 0,00255 \cdot \Omega_{opt} + 4,37 \cdot 10^{-4} \cdot \Omega_{opt}^2}{\Omega_S - \Omega_{opt}}}$$

$$V_{opt} = \sqrt{0,17 + 8,5 \cdot 10^{-4} \cdot \Omega_{opt} + 1,46 \cdot 10^{-4} \cdot \Omega_{opt}^2} \times \left[\frac{2,02 \cdot \Omega_S}{\sqrt{\Omega_S - \Omega_{opt}}} + 2,12 \sqrt{\Omega_S - \Omega_{opt}} \right]$$

Le tableau ci-après donne les résultats théoriques et de simulation concernant l'optimisation du rendement du moteur accouplé à la charge définie au paragraphe 3.1 pour différentes fréquences d'alimentation.

La concordance entre les résultats théoriques et de simulation est bonne sauf pour la tension où on peut noter des écarts plus importants.

On observe en effectuant les simulations que, à ± 10 V près autour de $V_{opt\ simul}$, le rendement varie peu ($< 0,5\%$) pour une fréquence donnée supérieure à 25 Hz.

Par ailleurs, si on calcule exactement V_{opt} à partir du triangle que constitue \underline{V} , \underline{V}' et $R_S \underline{I}$ (cf figure 3), on trouve au maximum un écart de 1 V avec le résultat issu de la formule approchée (cf équation 1). La différence théorie – expérience ne provient donc pas de cette approximation mais d'autres faites dans la partie théorique.

f (Hz)	Ω_{opt} (rad/s)		ϕ_{opt} (Wb)	η_{max} (%)		V_{opt} (V)	
	calcul	simul	calcul	calcul	simul	calcul	simul
0	0	0	0,205	0	0	0	0
5	11,6	13	0,222	18,2	18,6	9	11
10	27,2	28,1	0,269	36	35,8	19	22
15	42,7	43,7	0,330	49,9	49,4	34	39
20	58,2	58,9	0,395	59,4	58,7	53	59
25	73,6	74,4	0,458	65,9	65	77	84
30	88,9	89,7	0,519	70,3	69,3	104	112
35	104,3	105	0,576	73,4	72,4	133	144
40	119,6	120,2	0,629	75,7	74,7	166	178
45	134,9	135,6	0,679	77,4	76,4	201	216
50	150,1	150,9	0,726	78,7	77,7	238	255

Les graphiques ci-après (figures 7, 8 et 9) permettent de comparer les lois « V/f = cte », « optimale » (calcul et simulation) et « quadratique » ($V = K_f f^2$) au niveau des grandeurs flux, tension et rendement.

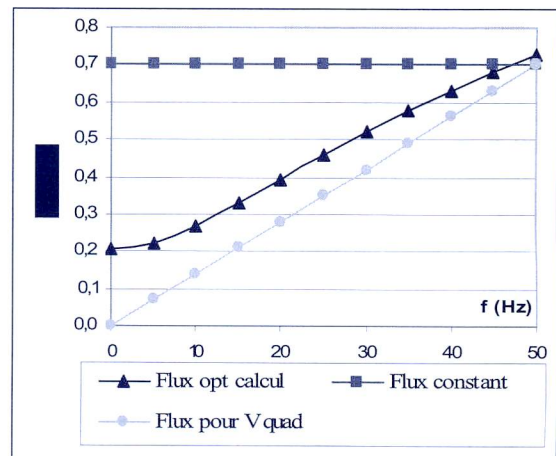


Figure 7 : Flux statorique en fonction de la fréquence

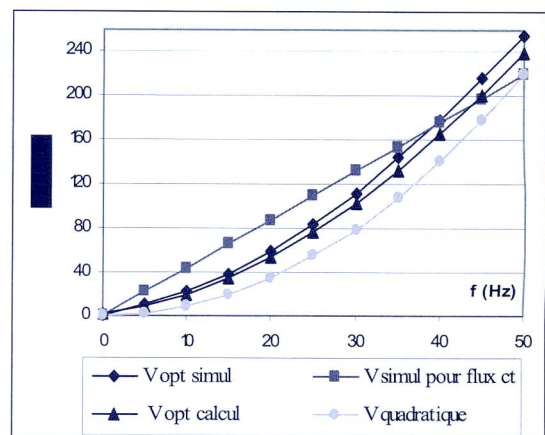


Figure 8 : tension simple en fonction de la fréquence

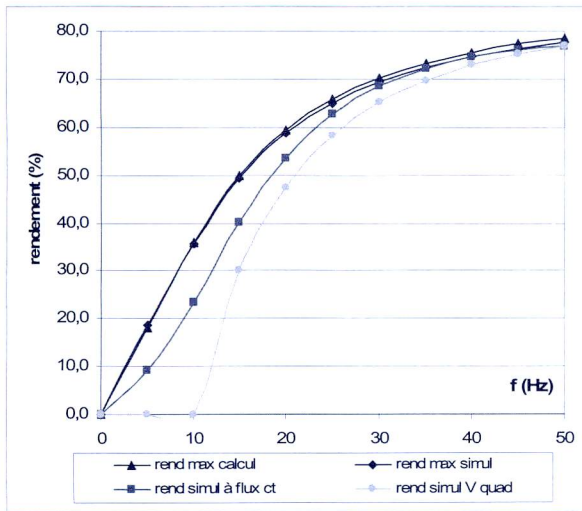


Figure 9 : rendement en fonction de la fréquence

Le flux optimal simulé n'est pas fourni : il ne peut pas être tracé directement avec Psim, il faudrait le calculer avec V'/ω . Le flux constant a été calculé avec V/ω ($220/100\pi = 0,7$ Wb) et non V'/ω car les lois intégrées aux variateurs sont de type $V/f = cte$.

On observe qu'un **défluxage adapté** à la charge mécanique permet d'augmenter de manière significative le rendement de la motorisation entre 0 et 25 Hz (12% au maximum pour 10 Hz) par rapport à une commande classique à flux constant.

La loi de tension quadratique ne permet pas un démarrage du moteur en deçà de 10 Hz et dégrade le rendement par rapport à la loi $V/f = cte$ pour une fréquence donnée.

En pratique, on compare plutôt les rendements pour une vitesse de rotation donnée. Pour une vitesse de 500 tr/min, on obtient par simulation les résultats suivants :

- loi « $V/f = cte$ » : $\eta = 46,3\%$ $f = 17,1$ Hz
- loi « quadratique » : $\eta = 48,5\%$ $f = 20,3$ Hz
- loi « optimale » : $\eta = 55\%$ $f = 17,8$ Hz.

La loi quadratique améliore un peu le rendement (gain de 2%) au prix d'un glissement important (18%).

4. Validation expérimentale

Afin d'étudier les lois de commande des variateurs de vitesse pour moteurs asynchrones et la problématique des économies d'énergie dans les entraînements électriques, la section de TS Électrotechnique du lycée Monnerville s'est équipée, à la rentrée 2008, d'un variateur Schneider ATV61 dédié aux applications de gestion des fluides : ventilation, compression, pompe, climatisation.

Ce variateur, destiné à être utilisé en Travaux Pratiques de Sciences Appliquées et en Essais de Systèmes, a fait l'objet de la réalisation d'une armoire didactique par les étudiants de 1^{ère} et de 2^{ème} année dans le cadre de l'épreuve de chantier (figure 10).

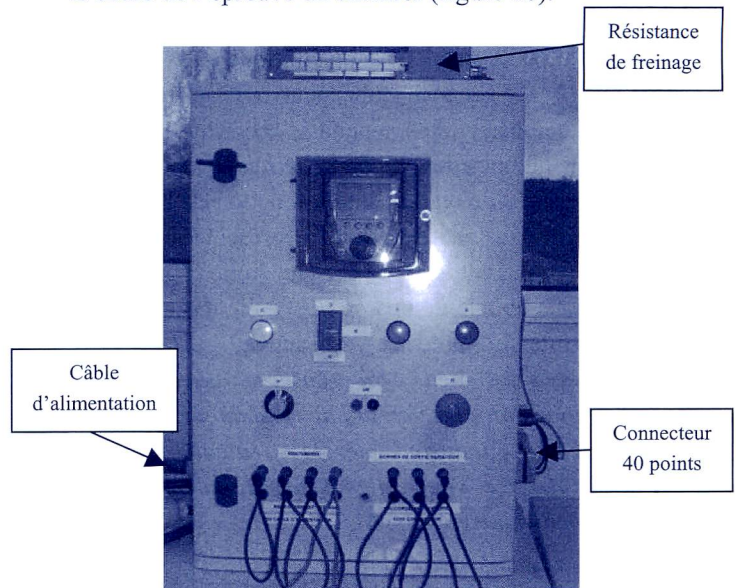


Figure 10 : armoire d'étude du variateur ATV61

Suivant l'équipement des tables de manipulation, l'alimentation de l'armoire s'effectue soit par un câble, à partir d'une prise industrielle triphasée, soit par des cordons souples sécurisés.

De même, l'alimentation du moteur par le variateur est réalisée soit par l'intermédiaire d'un câble et de connecteurs 40 points, soit à l'aide de cordons souples sécurisés (cas d'un moteur didactisé avec plaque à bornes).

Une résistance de freinage a été placée à l'extérieur de l'armoire pour pouvoir faire l'étude du comportement du système {variateur - moteur - charge active à inertie réglable} lors d'un arrêt de type rampe ou lors de freinages.

Le variateur ATV61 présente la particularité de proposer plusieurs lois de commande pour piloter les moteurs asynchrones :

- loi « U/f 2 points »
- loi « U/f 5 points »
- loi « quadratique »
- loi « économie d'énergie »
- loi « contrôle vectoriel de flux en boucle ouverte ».

Pour valider la loi flux – fréquence déterminée théoriquement au paragraphe 3.4, le variateur ATV61 est paramétré avec une loi de tension en 5 points (« U/f 5 pts ») sur la bande de fréquence 0-50 Hz.

Les points (f, U_{opt}) entrés dans le variateur sont ceux obtenus par le calcul :

$(0, 0)$ $(10, 33)$ $(20, 92)$ $(30, 180)$ $(40, 288)$ $(50, 412)$.

Les lois de commande « économie d'énergie » et « contrôle vectoriel de flux » sont gérées par le variateur et ne sont pas modifiables. En ce qui concerne les lois « U/f 2 pts » et « quadratique », la tension efficace U_0 à fréquence nulle peut être ajustée. Pour pouvoir comparer les résultats théoriques et de simulation aux mesures, U_0 doit être réglée à 0.

Les mesures de rendement en fonction de la vitesse de rotation du moteur sont représentées sur le graphique ci-dessous issu du logiciel Apile (figure 11).

La loi du couple de charge (15) a été définie sur le logiciel Apile qui pilote la charge active.

En premier lieu, **on observe une bonne concordance entre les valeurs de rendement associées à la loi « économie d'énergie » calculée par le variateur (courbe 3) et celles issues de la loi « U/f 5 points » théorique (courbe 4).**

La loi « contrôle vectoriel de flux » donne de mauvais résultats de 0 à 1000 tr/min (2/3 de la vitesse nominale) : elle n'est pas adaptée au contrôle d'un couple résistant quadratique puisqu'elle consiste en une régulation du flux à sa valeur nominale.

La loi « quadratique » avec flux nul à vitesse nulle (courbe 1) ne permet pas, comme prévu en simulation, un démarrage du moteur aux basses fréquences : le moteur ne démarre que pour une fréquence de 13 Hz. Ce dysfonctionnement n'apparaît pas sur la courbe 1 car l'axe des abscisses correspond à la vitesse de rotation et non à la fréquence.

La loi « quadratique » permet d'améliorer le rendement par rapport à la loi « U/f 2 points » mais reste moins performante que la loi « économie d'énergie ». Cette dernière est très efficace entre 100 tr/min et 800 tr/min ce qui correspond à des fréquences de 4 à 30 Hz en prenant en compte le glissement.

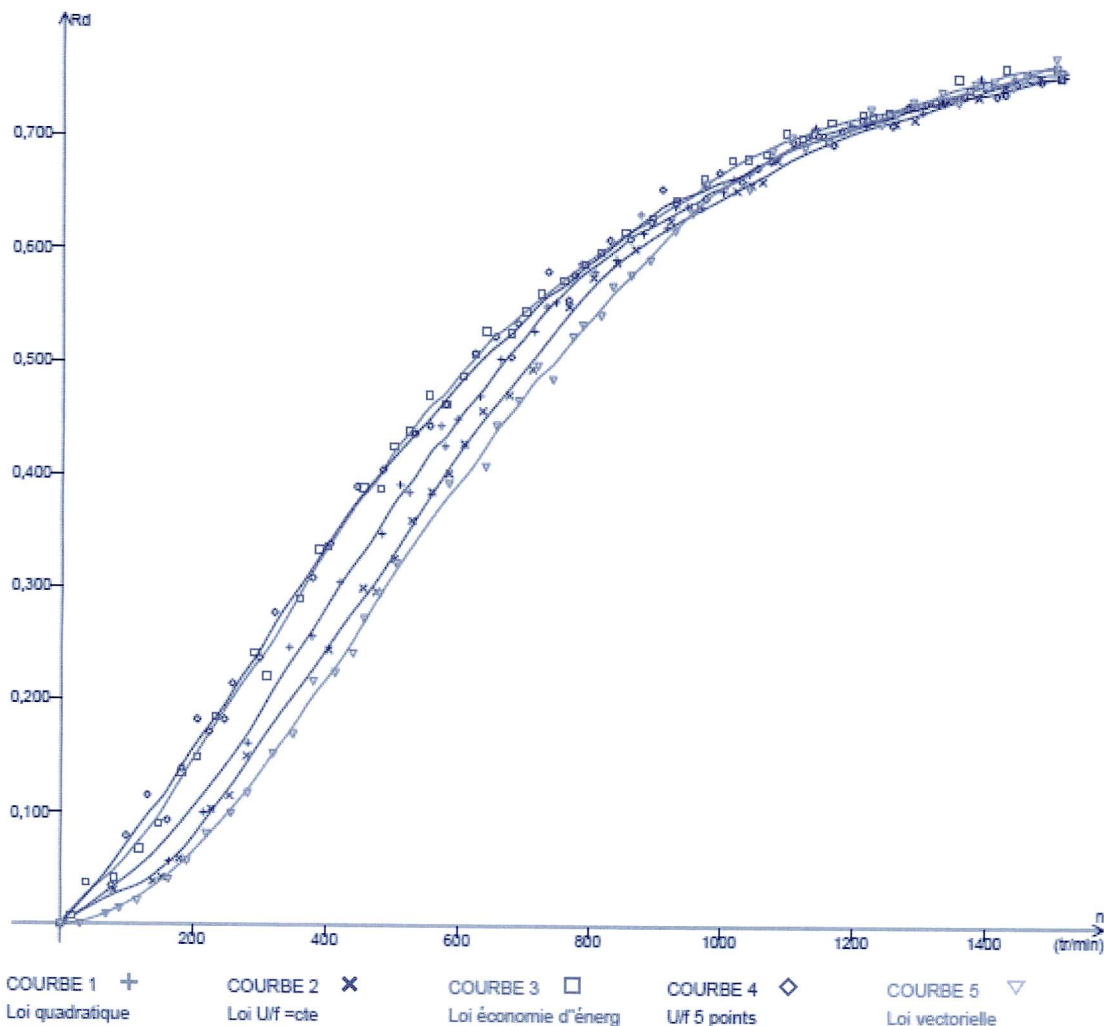


Figure 11 : courbes expérimentales de rendement du moteur pour différentes lois de commande

Si on compare les résultats de simulation et expérimentaux, les écarts entre la loi « économie d'énergie » et la loi « U/f 2 points » sont quasiment les mêmes (écart maximum de 10 % au voisinage de 15 Hz). On peut noter des rendements globalement plus faibles pour les mesures expérimentales sur toute la plage de fréquence (exemple pour 20 Hz et loi « économie d'énergie » : rendement mesuré 47%, rendement en simulation 59%).

Cette chute globale du rendement expérimental peut s'expliquer par l'utilisation d'un variateur de vitesse dont l'étage de sortie est un onduleur de tension à MLI (fréquence de modulation réglée à 12 kHz pour les essais) qui engendre des harmoniques dans le moteur asynchrone. Ces harmoniques provoquent des pertes supplémentaires [4]:

- pertes Joule dans le bobinage du stator et dans les barres de la cage rotorique
- pertes fer au stator et au rotor.

Pour retrouver les conditions de simulation, il faut filtrer les tensions MLI en sortie du variateur afin d'éliminer tous les harmoniques.

On peut positionner un filtre passif passe-bas triphasé entre le variateur et le moteur ; il est par exemple constitué de trois bobines L en série sur chacune des phases suivies de trois condensateurs C en parallèle et couplés en étoile.

En prenant $L = 63$ mH et $C = 20$ μ F, les tensions appliquées au moteur sont sinusoïdales pour $f = 20$ Hz. En augmentant la tension composée de la loi « U/f 5 points » d'environ 20 V pour compenser la chute de tension due à l'inductance série, le rendement du moteur vaut 58% au lieu de 47% sans le filtre. On a donc bien une forte réduction des pertes et on est très proche de la valeur du rendement de simulation (59%).

Enfin, une autre possibilité d'améliorer le rendement consiste à éliminer le couple de frottements secs C_{fs} mis en jeu (valeur fixe 0,3 N.m du couple de pertes).

Ceci peut être réalisé en remplaçant les paliers à roulements à billes par des paliers magnétiques. Cette technologie est utilisée dans les turbocompresseurs dont la vitesse de rotation est supérieure à 20000 tr/min [5].

Si on annule théoriquement C_{fs} , le rendement maximum à 20 Hz vaut 69% par le calcul et 68% en simulation : on gagne donc environ 10% sur le rendement par ce biais. A 50 Hz, le gain est beaucoup plus faible (de l'ordre de 2%). À 5 Hz, le rendement est multiplié par 2 : il passe de 18 à 36% mais la variation de vitesse avec un compresseur se fait plutôt de 40 à 100 % de sa vitesse nominale (cf figure 4).

5. Conclusion

Cet article a montré que l'optimisation du rendement d'un moteur asynchrone chargé par un couple quadratique passe par une réduction du flux magnétisant lorsque la fréquence diminue.

Le « défluxage » a tendance à faire augmenter le glissement du moteur et donc la valeur efficace du courant actif mais fait diminuer celle du courant réactif de manière plus importante : la valeur efficace du courant résultant est donc plus faible. Pour chaque fréquence, il existe un flux optimal pour lequel la somme des pertes électriques et mécaniques est minimisée et le rendement maximisé.

La détermination théorique du rendement maximum a nécessité d'effectuer des approximations adéquates afin d'obtenir des relations simplifiées mais malgré tout fiables. Ces approximations ont abouti à des résultats théoriques en accord aussi bien avec les simulations Psim qu'avec les mesures sur banc d'essais.

A l'issue de cette étude, les possibilités d'amélioration du rendement des entraînements électriques pour charges de type quadratique, une fois le groupe moteur-charge choisi, sont les suivantes :

- adaptation de la loi de flux du variateur de vitesse à la charge (loi « économie d'énergie » des variateurs industriels)
- filtrage des harmoniques de tension générés en sortie du variateur par la MLI
- réduction du couple de pertes du groupe tournant (exemple : paliers magnétiques dans les turbocompresseurs).

6. Références

[1] « Les solutions pour optimiser vos systèmes motorisés » - Guide technique Ademe.

[2] « Consommation des utilités et entraînements industriels : gagner plus...en travaillant mieux » - Arnaud Brugier - Revue 3EI n°52.

[3] Agrégation interne de Génie Électrique - Session 2008.

[4] « Entraînements électriques à vitesse variable » (volume 3) - Jean Bonal, Guy Séguier - Éditions Tec&doc.

[5] <http://www.absgroup.fr/scripts/getdownload.asp?iDownloadID=2893&sRelFilePath=download%5CHST+S2500.pdf>

Conception de moteurs électriques pour améliorer le recyclage des automobiles

Pierre VIDAL et Jean-Claude VANNIER

Département Energie, Supélec, 91192 Gif sur Yvette, France

jean-claude.vannier@supelec.fr

Résumé : *Lorsqu'un véhicule automobile est retiré de la circulation, il est, en général, broyé et les principaux constituants doivent pouvoir être recyclés. Il est ainsi important de pouvoir récupérer, après cette opération de broyage, certains composants présents dans le véhicule pour participer à la réalisation de nouveaux véhicules. Parmi ceux-ci le fer représente un enjeu important. Cependant, les procédures classiques conduisent à des métaux pollués par la présence de résidus provenant des conducteurs électriques.*

Nous détaillons ici divers procédés qui permettent de faciliter la séparation de ces constituants. On aboutit à des résultats satisfaisants en utilisant des circuits magnétiques friables ou en utilisant des bobinages réalisés en aluminium.

1. Introduction

Le recyclage des automobiles dépend de nombreux paramètres et les méthodes à utiliser sont à définir en fonction des objectifs recherchés et des matériaux recyclés. Le travail présenté ici, démarré il y a une dizaine d'années, s'est principalement attaché à améliorer la qualité du fer récupéré lors du traitement des carrosseries afin de le réutiliser dans la fabrication de nouvelles voitures.

La qualité du fer utilisé dans la fabrication de produits plats comme les éléments de carrosserie nécessite une faible teneur en cuivre et en chrome. Le fer issu des usines de retraitement employant des procédés traditionnels contient assez peu de chrome du fait que ce métal n'est plus utilisé en grande série pour les automobiles. Par contre, il contient encore trop de cuivre. L'analyse du procédé a montré que ce cuivre provient de celui initialement contenu dans les bobinages des moteurs électriques installés sur les voitures. Ces moteurs sont largement utilisés pour remplir différentes fonctions classiques telles que les essuie-glaces, les lève-vitres, les ventilateurs ou encore les réglages de sièges. Les alternateurs sont normalement démontés avant le traitement de la voiture et ne participent donc pas à la pollution du fer recyclé.

Le procédé de traitement consiste à faire passer la voiture dans un broyeur (shredder) qui découpe la voiture en petits morceaux qui sont ensuite triés. Un tri magnétique permet d'extraire les éléments sensibles aux forces magnétiques telles que les pièces

comportant du fer. De cette manière les pièces issues de la carrosserie et du châssis sont regroupées.

Les moteurs électriques contenant aussi du fer apportent leur contribution à ce groupe.

Comme le montre la figure 1, l'induit du moteur électrique après broyage porte encore des éléments du bobinage en cuivre et ce sont ces fils qui vont dégrader la qualité de l'ensemble du fer retraité par fusion dans les fours à arc. Les températures de fusion des deux métaux étant voisines, il ne semble pas possible de faire la séparation dans le four. Le projet a donc débuté par la recherche de procédés pour empêcher le cuivre de rejoindre le groupe des pièces en fer.

Une première voie consistant à faire évoluer les méthodes de tri après le broyage n'a pas trouvé de mise en œuvre respectant les contraintes budgétaires. Une autre voie proposée était de remplacer le cuivre par un autre matériau conducteur moins polluant, tel que l'aluminium. Enfin une dernière voie était de réaliser les moteurs dans un matériau suffisamment fragile pour se briser lors du passage dans le broyeur.

Ces deux dernières propositions ont été retenues et leur degré de faisabilité a ainsi été évalué durant le projet EMRECOI (BRITE-EURAM) coordonné par ECIA en allant jusqu'à la réalisation de nouveaux moteurs pour tester le procédé sur le site de l'usine de recyclage.

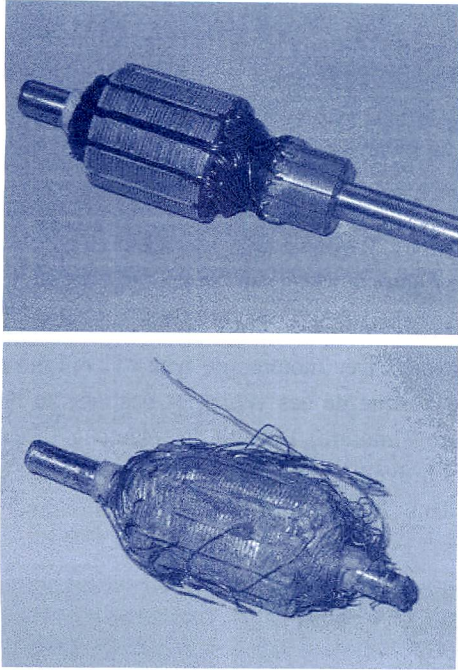


Figure 1 : Induits de moteurs neuf et sortant du broyeur

2. Organisation du projet

Les solutions seront différentes selon les types de moteurs concernés. Il faut donc, en premier lieu, classer les moteurs en fonction de leur utilisation. Un critère important est leur taux d'utilisation. On distingue essentiellement les moteurs à longue durée de fonctionnement et ceux dont le fonctionnement est intermittent.

Moteurs à longue durée de fonctionnement :

Dans cette catégorie, on recense les moteurs de refroidissement GMP, les moteurs pour la ventilation de l'habitacle ou les moteurs d'essuie-glace. Nous classerons ces moteurs dans la catégorie **M1**.

Moteurs à fonctionnement intermittent :

Nous nous intéresserons, ici, aux moteurs de lève-vitre, à ceux destinés aux mouvements des sièges, à l'ouverture des portes ou à l'entraînement des pompes de lave-vitre. La catégorie de ces moteurs sera notée **M2**.

Choix technologiques :

Les choix seront différents selon la catégorie des moteurs. Les moteurs du type M1 doivent avoir un bon rendement (supérieur à 70%) et développent, en général, des puissances relativement élevées (de l'ordre de 250 à 600 W). Il est donc hors de question de choisir des solutions qui augmenteraient les pertes. On s'orientera donc vers des solutions du type **moteur à**

induit friable. A contrario, pour des moteurs du type M2, le rendement est plutôt faible (voisin de 50%) ainsi que les puissances mises en jeu (100 W au maximum). Dans ces cas, il n'y a pas d'inconvénient à augmenter les pertes dans les moteurs, on pourra donc choisir des solutions telles que le **remplacement du cuivre par de l'aluminium**.

3. Option induit friable – M1

3.1. Moteur à courant continu

Le circuit magnétique de ce type de moteur doit vérifier certaines propriétés. Tout d'abord, il doit être sensible aux chocs pour pouvoir se briser lors du broyage ; mais cette caractéristique ne doit pas empêcher le circuit magnétique d'avoir une bonne tenue mécanique en rotation et de présenter des propriétés magnétiques correctes. Ces considérations nous amènent à choisir de la poudre de fer compactée.

Les figures 2 et 3 ci-dessous donnent les caractéristiques magnétiques pour le matériau classique utilisé initialement et pour une poudre de fer compactée.

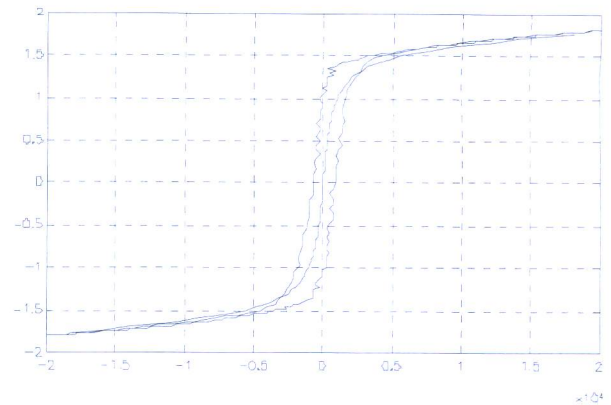


Figure 2 : Cycle du matériau utilisé pour les tôles de l'induit

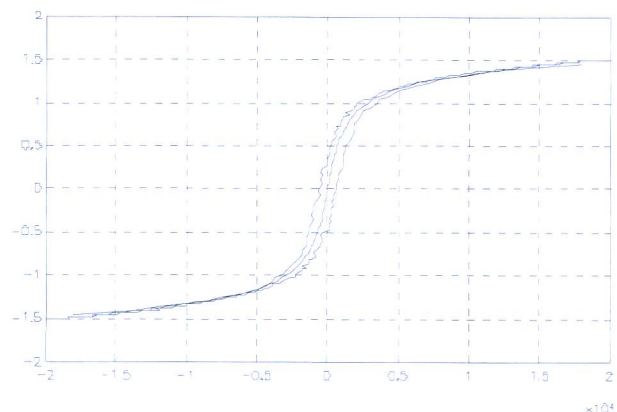


Figure 3 : Cycle du matériau en poudre compactée

On constate que l'induction de saturation est diminuée, on passe de 1,8 T à 20kA pour le matériau initial à 1,5 T à la même valeur de champ magnétique pour la poudre de fer. Par contre, le comportement en régime variable est amélioré car les pertes par courants de Foucault s'avèrent moins importantes.

La figure 4 ci-après représente une vue en coupe de la structure adoptée et un tracé de lignes de champ.

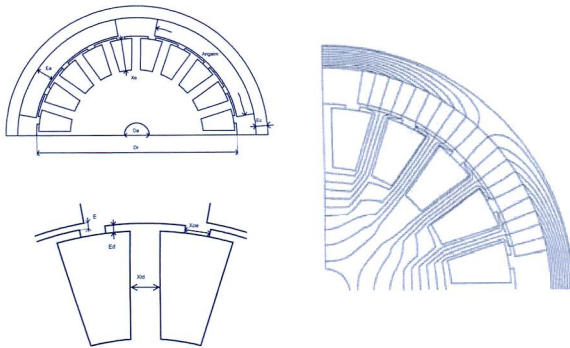


Figure 4 : structure retenue

La procédure de dimensionnement est décrite dans l'organigramme donné en figure 5.

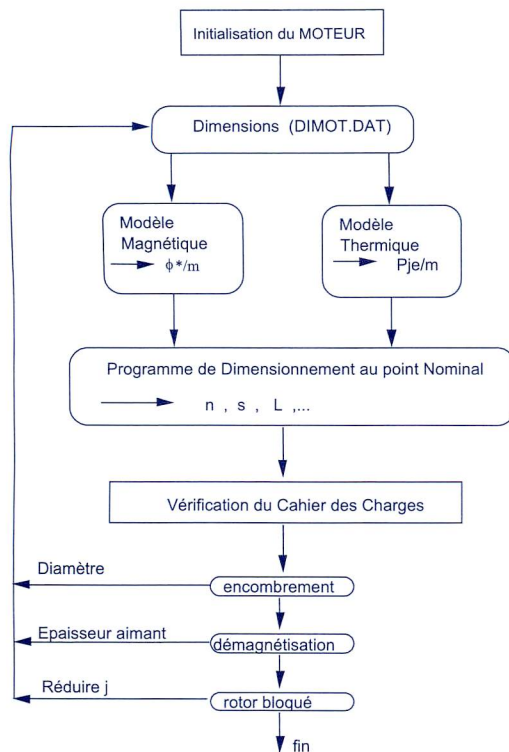


Figure 5 : organigramme de dimensionnement

Cette procédure de dimensionnement associe des critères magnétiques et thermiques.

On aboutit à des structures de rotor telles que celles représentées en figure 6. Un rotor complet peut être réalisé soit à l'aide de structures associées ou par un moulage complet. Les structures de base apportent la modularité et la possibilité de variation de longueur du rotor comme pour les empilements de tôles.

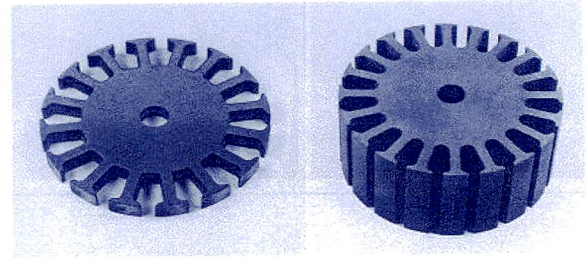


Figure 6 : module de base et rotor complet

Le processus a été testé sur des véhicules prêts à être recyclés. Des moteurs de type M1 ont été montés sur une dizaine de ces véhicules destinés au broyage. La figure 7 montre, à droite, les éléments directement issus du broyeur convoyés sur tapis roulant et à gauche l'état dans lequel sont retrouvés les éléments des moteurs.

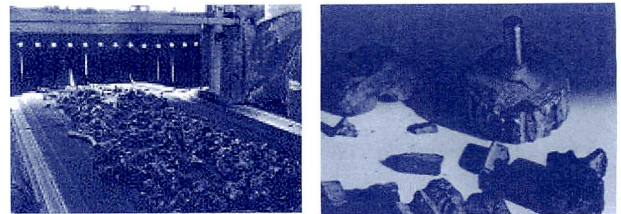


Figure 7 : résultats du broyage

3.2. Moteur Asynchrone

Une autre solution consiste à s'orienter vers des structures utilisant des moteurs à courants alternatifs. Le moteur asynchrone a été retenu pour cette application. La présence de l'induit au stator permet d'assurer un meilleur compromis entre la tenue mécanique en rotation et la friabilité lors du broyage. L'usage éventuel de conducteurs en aluminium est rendu plus aisé et, de plus, on pourra envisager d'effectuer de la ventilation en vitesse variable.

La présence de moteurs asynchrones implique l'utilisation de convertisseurs triphasés. Ceux-ci peuvent être choisis parmi différentes structures dont certaines sont données en figure 8. Par rapport aux structures classiques telles que l'onduleur triphasé complet, celles-ci permettent de réduire le coût de réalisation du convertisseur.

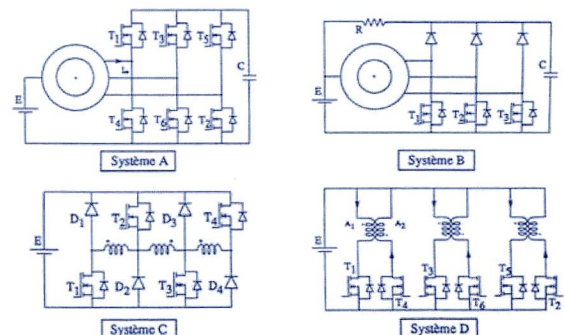


Figure 8 : différentes structures d'alimentation

Suivant le type de commande retenu, on obtient des rendements sensiblement différents pour le même schéma. Par exemple, en figure 9, sont donnés les résultats relatifs au rendement pour divers types de connexion et de commande.

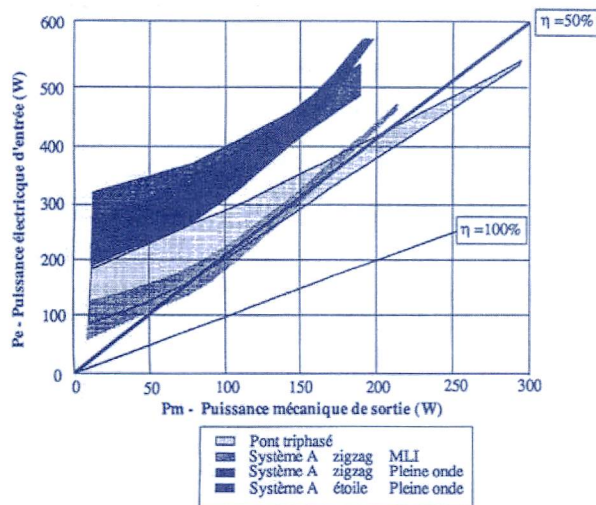


Figure 9 : rendement en fonction du mode de commande

Le montage de type A est comparé au montage triphasé de référence. Il donne une zone à faible puissance pour laquelle le rendement global observé est légèrement meilleur. Par contre, pour les puissances plus importantes, le montage triphasé permet un rendement plus élevé.

Les résultats expérimentaux sont récapitulés sur la figure 10.

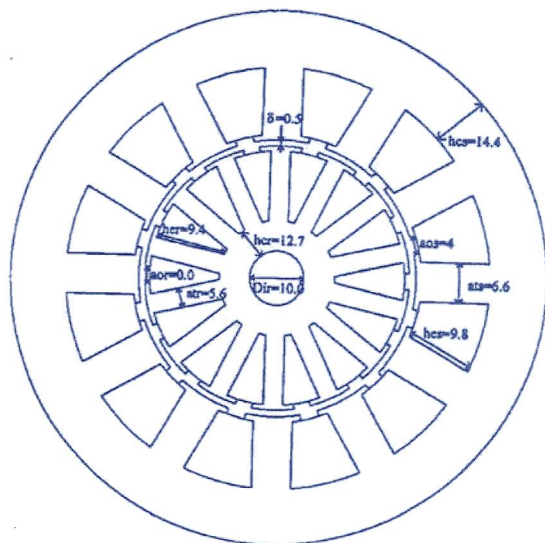


Figure 10 : Vue en coupe du moteur

Après cette vue en coupe du moteur, on trouve les allures des courants et tension en montage triphasé pour un fonctionnement à vide en premier et ensuite pour un fonctionnement en charge.

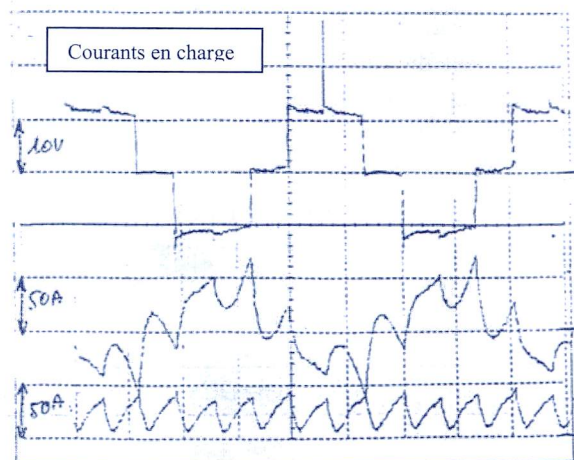
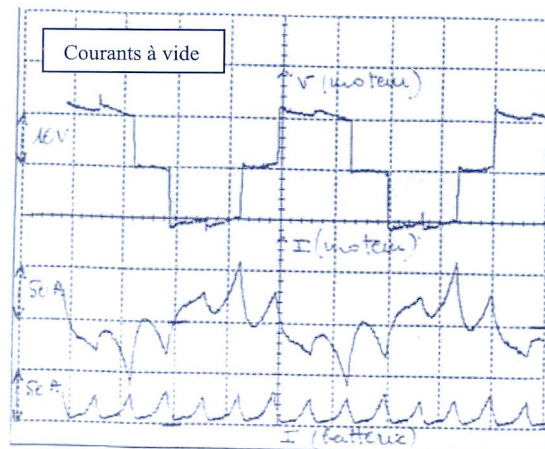


Figure 10_bis : résultats pour la structure asynchrone

4. Option aluminium – M2

4.1. Moteur à courant continu

Pour le dimensionnement des moteurs à bobinage en aluminium, une procédure similaire à celle présentée précédemment (figure 5) a été utilisée. Les induits de ces moteurs étant de forme plutôt longue, le modèle thermique était principalement paramétré par les pertes par effet Joule par unité de longueur.

La réalisation du moteur muni d'un bobinage en aluminium pose a priori moins de difficultés techniques mais sa réalisation dans un contexte industriel s'avère néanmoins relativement délicate. Notamment, le contact entre le fil de bobinage et les crochets du collecteur en cuivre doit pouvoir rester de bonne qualité en résistant en atmosphère saline.

La figure 11 donne un exemple de réalisation d'un assemblage au collecteur.

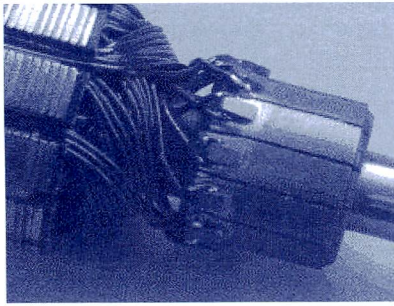


Figure 11 : liaison du bobinage aluminium au collecteur

L'emploi d'un matériau plus résistif et le maintien de contraintes thermiques similaires ont eu pour résultat une augmentation de longueur du rotor. Cependant, parmi les effets bénéfiques obtenus lors du remplacement du cuivre par de l'aluminium, on peut aussi noter une réduction de la masse et de l'inertie du rotor.

4.2. Moteur DC Brushless

Comme pour les moteurs de type M1, la possibilité d'applications en variation de vitesse pour des moteurs de type M2 a motivé la définition et la mise au point d'un moteur à courant alternatif.

Afin de garder un périmètre assez large au projet global, c'est la structure de type DC Brushless qui a été retenue pour ces moteurs.

La figure 12 donne une vue en coupe pour un principe de réalisation.

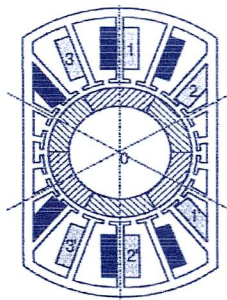


Figure 12 : version DC Brushless du moteur M2

Les contraintes d'encombrement pour l'application choisie obligent à adopter une structure statorique dont la totalité du circuit magnétique n'est pas bobinée. Néanmoins, les deux tiers de la périphérie de l'entrefer sont utilisés pour la conversion électromécanique.

5. Conclusion

L'objectif d'améliorer le processus de recyclage des automobiles nous a amené à concevoir et à dimensionner de nouveaux moteurs électriques afin de diminuer la teneur en polluants du fer produit par cette filière.

Deux options principales ont été retenues. La première a consisté à faire des moteurs à induit friable

en utilisant de la poudre de fer compactée et la seconde à réaliser des bobinages d'induit avec du fil en aluminium.

Des procédures de dimensionnement adaptées ont été mises au point afin de déterminer l'influence des changements de caractéristiques physiques des nouveaux matériaux sur les dimensions des moteurs.

La faisabilité de la solution à base d'induit friable a été montrée en allant jusqu'aux tests dans la chaîne de recyclage. Les performances électriques de cette option se sont révélées très satisfaisantes. Un second projet BRITE-EURAM coordonné par Faurecia, CEMIR, a ensuite étudié la faisabilité industrielle de ce concept ainsi que l'évaluation du cycle de vie du moteur.

Pour les moteurs employant un bobinage à base de fil d'aluminium, un léger accroissement des pertes a été constaté. Ce phénomène est sans grande gravité pour des moteurs au fonctionnement intermittent.

Pour les deux options, des versions complémentaires à courant alternatif ont été dimensionnées. Elles permettent d'offrir des solutions potentielles pour des applications recyclables à vitesse variable.

6. Références

- [1] M. Gabsi, M. Lécivain, J-F. Rialland, "Calculation and measurement of commutation currents in DC machines", *Electric Machines and Power Systems*, 17, 167-182, 1989.
- [2] M. Nurdin, M. Poloujadoff, A. Faure, "Synthesis of squirrel cage motors: a key to optimisation", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 6, no. 2, June 1991.
- [3] R. Carlson, M. Lajoie-Mazenc, J. dos Fagundes, "Analysis of torque ripple due to phase commutation in brushless DC machines", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 28, no. 3, May/June 1993
- [4] J. Nerg, M. Niemela, J. Pyrhonen, J. Partanen, "FEM calculation of rotor losses in a medium speed direct torque controlled PM synchronous motor at different load conditions", *IEEE Trans. on Magnetics*, vol. 38, no. 5, September 2002, pp. 3255-3257.
- [5] Ph. Marchal, "Production de moteurs électriques automobiles à recyclabilité améliorée", *Entretiens européens de la technologie 2000*, Paris, June 2000.
- [6] C.C. Mi, G.R. Slemon, R. Bonert, "Minimization of iron losses of permanent magnet synchronous machines", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 20, no. 1, March 2005, pp. 121-127.

7. Biographies

Pierre Vidal est professeur à l'Ecole Supérieure d'Electricité (Supelec) en France. Son travail de recherche concerne la conception des systèmes d'énergie électrique en associant des convertisseurs électroniques, des machines électriques et des dispositifs mécaniques (boîte de vitesses, transformation de mouvement).

Jean-Claude Vannier est professeur et chef du Département Electrotechnique et Systèmes d'Energie à l'Ecole Supérieure d'Electricité (Supelec) en France. Son travail de recherche concerne les systèmes de conversion d'énergie (moteurs, actionneurs, générateurs) et s'attache à la conception, la modélisation, le dimensionnement, l'optimisation et la simulation de ces équipements pour des applications spécifiques.

BULLETIN D'ABONNEMENT A LA REVUE 3EI

Année 2009 – 2010

N°59 (décembre 2009), n°60 (mars2010), n°61 (juin 2010), et 62 (septembre 2010).

Abonnement individuel :

Adresser le bulletin ci dessous, accompagné d'un chèque libellé à l'ordre de :

SEE- la revue 3EI

à l'adresse suivante

SEE-la revue 3EI
17 rue Hamelin , 75783 PARIS CEDEX 16

D'un montant de : 36 € TTC pour la France et pays de la CEE

Ou de : 46 € TTC pour les pays hors CEE

Nom :.....Prénom

Adresse d'expédition de la revue 3EI :

Rue, n° :.....

Code postal :..... Ville :.....

Pays :.....

Adresse électronique :.....

Activité (pour statistiques) :.....

Abonnement souscrit pour une collectivité (bibliothèque , CDI, laboratoire, entreprises, université, école d'ingénieur, lycée, IUT ...)

52 € TTC pour la France et pays de la CEE

65 € TTC pour les pays hors CEE

Prendre soin de mentionner sur le bon de commande le lieu de livraison de la revue ainsi que le destinataire (personne physique ou service). Expédier le bon de commande à

SEE-la revue 3EI
17 rue Hamelin , 75783 PARIS CEDEX 16

VENTE AU NUMÉRO TARIF 2008/2009

- 1994-95** 1 La machine asynchrone (reproduction Xérox)
- 1995-96** 2 Association machine asynchrone et convertisseur statique
- 1995-96** 3 La machine synchrone (reproduction Xérox)
- 1995-96** 4 Influence des convertisseurs statiques sur les réseaux
- 1995-96** 5 L'électrothermie
- 1995-96** 6 Première approche sur les réseaux
- 1996-97** 7 La machine à courant continu
- 1996-97** 8 La conversion d'énergie
- 1996-97** 9 Les composants inductifs et capacitifs en électronique de puissance
- 1996-97** 10 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles
- 1997-98** 11 Le transformateur
- 1997-98** 12 Les capteurs
- 1997-98** 13 Le génie électrique dans l'armement
- 1997-98** 14 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles
- 1998-99** 15 Les aimants et électroaimants
- 1998-99** 16 L'automatique en électrotechnique
- 1998-99** 17 L'appareillage haute tension
- 1998-99** 18 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles
- 1999-00** 19 La traction électrique ferroviaire
- 1999-00** 20 Energies renouvelables
- 1999-00** 21 Moteurs électriques pour applications de grandes séries
- 1999-00** 22 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles
- 2000-01** 23 Les automatismes industriels
- 2000-01** 24 L'éclairage
- 2000-01** 25 L'Etat de l'Art en électronique de puissance
- 2000-01** 26 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles
- 2001-02** 27 Métrologie : mesures et estimations
- 2001-02** 28 Convertisseurs propres
- 2001-02** 29 Les alimentations et convertisseurs embarqués
- 2001-02** 30 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles
- 2002-03** 31 Mesures dans les systèmes électrotechniques
- 2002-03** 32 Applications des micro-ondes de puissance
- 2002-03** 33 L'électronique dans l'automobile
- 2002-03** 34 Applications pédagogiques et réalités industrielles
- 2003-04** 35 L'outil informatique dans l'enseignement
- 2003-04** 36 La problématique de l'énergie, la place de l'électricité
- 2003-04** 37 Applications pédagogiques et réalités industrielles
- 2003-04** 38 Applications pédagogiques et réalités industrielles
- 2004-05** 39 La production décentralisée d'électricité
- 2004-05** 40 La production centralisée d'électricité
- 2004-05** 41 Matériaux magnétiques pour convertisseurs d'énergie
- 2004-05** 42 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles
- 2005-06** 43 Les réseaux électriques embarqués
- 2005-06** 44 Réseaux de transport d'énergie
- 2005-06** 45 Matériaux piézo électriques
- 2005-06** 46 Applications pédagogiques et réalités industrielles
- 2006-07** 47 Matériaux électro actifs
- 2006-07** 48 Stockage de l'énergie - 1^{ère} partie
- 2006-07** 49 Stockage de l'énergie - 2^{ème} partie
- 2006-07** 50 Pratiques pédagogiques de l'académie de Lille
- 2007-08** 51 Gisements d'économie d'énergie - 1^{ère} partie
- 2007-08** 52 Gisements d'économie d'énergie - 2^{ème} partie
- 2007-08** 53 FPGA (Field-Programmable Gate Array)
- 2007-08** 54 Pratiques pédagogiques de l'académie de Toulouse



Tarifs en vigueur au 1^{er} décembre 2008

UE (TVA 2,10 % incluse)				HORS UE			
1 Vol.	2 Vol.	3 Vol.	4 Vol.	1 Vol.	2 Vol.	3 Vol.	4 Vol.
12 €	24 €	30 €	40 €	14 €	28 €	35 €	46 €

BON DE COMMANDE

A retourner à la SEE - La Revue 3E.I. - 17 rue de l'Amiral Hamelin - 75783 Paris cedex 16 - France
Fax : 33 (0)1 56 90 37 19

Nom

Prénom :

Société :

Fonction :

Adresse :

Code postal [][][][][] Ville :

Tél. [][][][][][][][][][][][][][][] e-mail souhaitable :

Oui, Je commande les numéros : [][][][][][][][][][][][][][][][]

Et/ou la série complète des années : [][][][][][][][][][][][][][][][]

Je règle la somme de : _____ €

par : chèque à l'ordre de la SEE

Prélèvement sur carte bancaire (Visa, Eurocard/Mastercard, American Express)

N° Carte [][][][][][][][][][][][][][][][] Date de validité [][][][][]

Date de souscription [][][][][]

Date, signature, cachet (s'il y a lieu) :

RECUEILS DES JOURNÉES 3 E.I.

3 EI'95 Moteurs synchrones et leurs applications industrielles

3 EI'97 Convertisseurs statiques

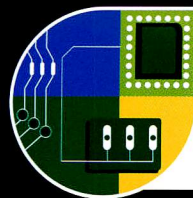
3 EI'99 Contrôle et commande des systèmes électrotechniques

3 EI'03 L'éclairage et chauffage par induction (CD-Rom)

France : 30 € Prix unitaire Etranger : 35 € Prix unitaire

La série complète des 54 n° : 450 € (CEE) - 550 € (hors UE)

Avec copie du numéro "0"



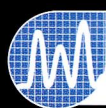
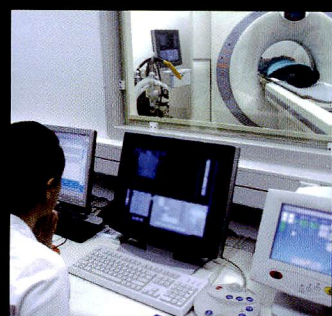
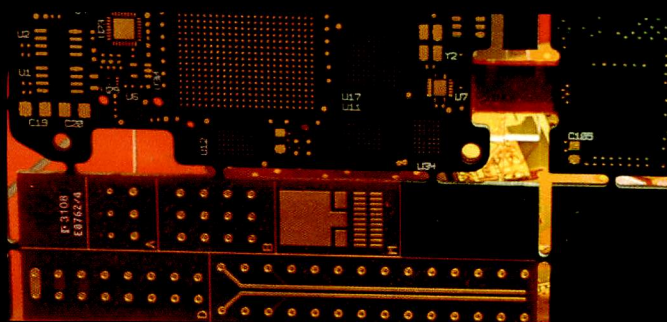
FORUM DE L'ÉLECTRONIQUE

Le salon des **composants**,
de la **production**,
de la **sous-traitance**
et du **test & mesure**

6-7-8 octobre 2009

PARIS VILLEPINTE HALLS 1 & 2

**Trouvez les solutions innovantes
pour accélérer vos projets !**



MASUREXPO



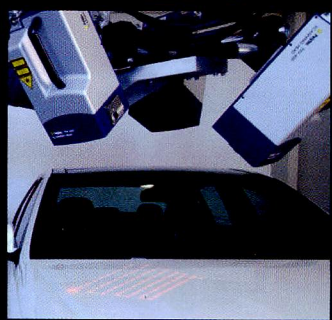
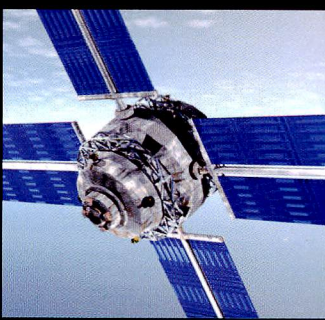
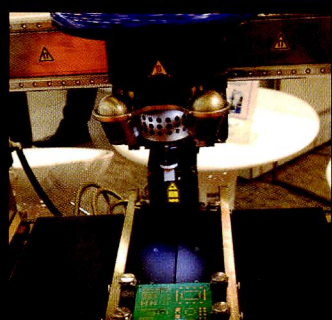
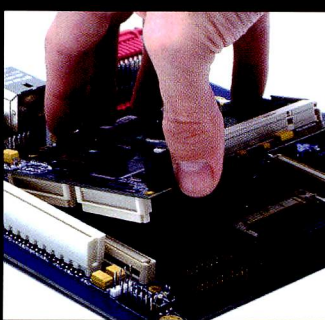
OPTO



VISION-SHOW



ESPACE LASER
PARIS



**BADGE GRATUIT sur
www.forum4S.com**



**Mot de passe
PUB**

RF&HYPER

EUROPE

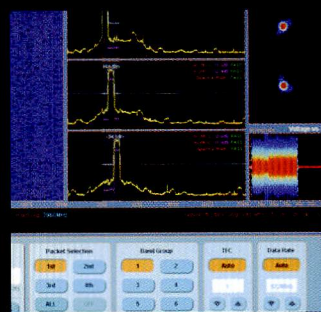
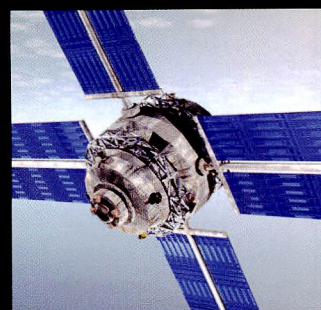
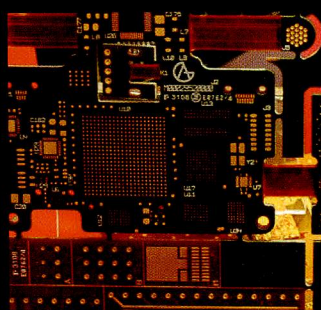
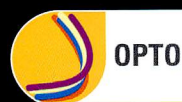
Le salon des **radiofréquences**,
des **hyperfréquences**,
du **wireless**, de la **fibres optiques**
et de leurs applications

6-7-8

octobre 2009
PARIS-NORD
VILLEPINTE
HALLS 1 & 2

Optimisez votre temps !
Trouvez les solutions innovantes
pour la réalisation de vos projets

Même lieu, mêmes dates



GL
events

BADGE GRATUIT sur
www.forum4S.com



Mot de passe
PUB