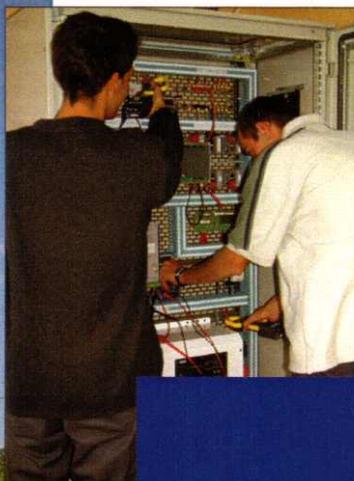


11e année

La Revue SEE



La Région Bretagne, EDF et l'ADEME, ont mis en place, dans 5 lycées, sélectionnés en accord avec l'Académie de Rennes, des plates-formes pédagogiques dédiées aux énergies renouvelables (voir article page 76 - Lycée Maupertuis 35400 Saint-Malo)



La production décentralisée de l'électricité

Publication trimestrielle du Cercle Thématique 13.01 de la SEE

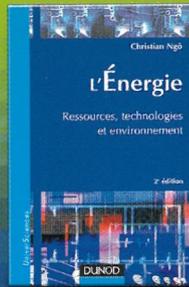
ENSEIGNER L'ELECTROTECHNIQUE ET L'ÉLECTRONIQUE INDUSTRIELLE



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

N° 39 - Décembre 2004

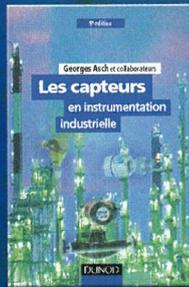
L'électronique et l'électrotechnique chez **DUNOD**



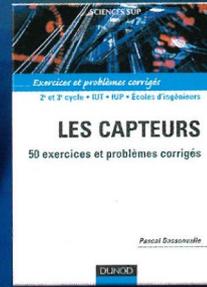
ISBN 2 10 048598 9 • 16,00 €



ISBN 2 10 005610 7 • 45,00 €



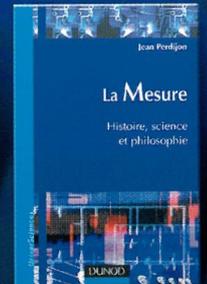
ISBN 2 10 004758 2 • 49,00 €



ISBN 2 10 006997 7 • 23,00 €



ISBN 2 10 007481 4 • 25,00 €



ISBN 2 10 007253 6 • 14,00 €



ISBN 2 10 007447 4 • 35,00 €

**OUVRAGES
EN VENTE
EN LIBRAIRIE**

Catalogue complet sur
www.dunod.com



ÉDITEUR DE SAVOIRS



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'Électrotechnique et l'Électronique Industrielle

La Revue 3EI, Édition SEE,
17 rue Hamelin
75 783 PARIS CEDEX 16

Directeur de la publication
Jean-Gabriel REMY
Président de la SEE

Rédacteur en Chef
François BOUCHER

Adresser les propositions d'article à
F. Boucher : revue3ei.art@voila.fr

Communication
Micheline BERTAUX
communication@see.asso.fr

Publicité en Régie
MISTRAL MEDIA
Directeur commercial :
Luc LEHERICY
72 avenue du D^r Arnold NETTER
75 012 PARIS
Tel : 01 40 02 99 00
Fax : 01 40 02 99 01

Abonnement (4 numéros par an)
déc. 2004, mars, juin, sept. 2005.
tarifs TTC :

Individuel :

France et CEE.....33 €
Pays hors CEE.....42 €

Collectivités

France et CEE.....50 €
Pays hors CEE.....63 €

Réalisation et impression

Repro-Systèmes
23, rue de Verdun 77 181 Le Pin

Routage et Expédition

Départ Presse
ZI les Richardets
93 966 Noisy le Grand

Dépôt Légal : décembre 2004

Commission Paritaire 1207 G 78028
ISSN 1252-770X

Sommaire du n°39

Thème : la production décentralisée de l'électricité.

p. 2 Editorial,
p. 3 Publications, Informations, Journées d'études, conférences

Thème.

p. 5 -Production décentralisée de l'électricité : contexte et enjeux techniques
B. ROBYNS, L2EP, HEI, 59046 Lille,
P. BASTARD, Supélec, 91 190 Gif sur Yvette.

p. 14 -Technologie des systèmes éoliens; intégration dans les réseaux électriques
N. LAVERDURE, D. ROYE, S. BACHA, IDEA GIE, 38402 St Martin d'Hères
R. BELHOMME, EDF R & D, département TESE, 92141 Clamart

p. 26 -Cogénération des machines thermiques ; applications aux moteurs à combustion interne.
G. DESCOMBES, L. PREVOND, CNAM 75003 Paris

p. 32 L'électricité photovoltaïque connectée au réseau : une énergie en plein essor
S. ASTIER, LEEI, 31071 Toulouse

p. 46 Production décentralisée d'électricité au moyen d'une micro centrale hydraulique au fil de l'eau.
S. ANSEL, B. ROBYNS, L2EP, HEI, 59046 Lille

Applications Industrielles, Recherche et développement

p.58 La petite production décentralisée et les réseaux de distribution électrique
R. CAIRE, European Institute for Energy Research, Karlsruhe, Allemagne

p.66 Capteurs de courant : critères de choix et exemple d'application dans l'énergie éolienne
E. FAVRE, J. KOSS, W. TEPPAN, LEM Group, Genève, Suisse

Applications pédagogiques

p. 76 Étude d'un système de production, par « Énergies renouvelables », couplé au réseau : principe de fonctionnement, aspect énergétique, bilan de puissance (Essai de système en section de techniciens supérieurs en électrotechnique)
V. LEGER, K. PELLION, Y. VINCENT, B. LEQUILLEUC, T. VGNAL, M. BEN MOUSSA, Lycée Maupertuis, 35000 Saint Malo

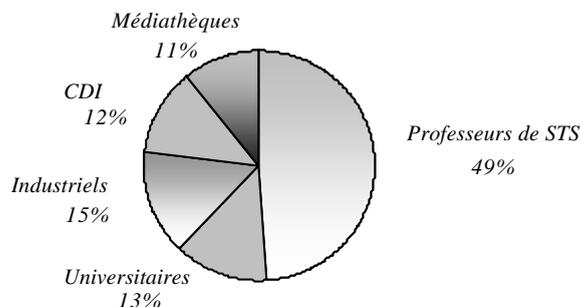
Histoire des sciences et des techniques.

p. 86 L'évolution de l'électronique de puissance en traction ferroviaire : l'ère des thyristors, leur emploi en traction à moteurs asynchrones
Christian LECLERC, Ingénieur Honoraire de la SNCF

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).

Onzième année

Après dix années de parution **La Revue 3EI** se porte bien. Une publication à caractère pédagogique pouvait-elle durer dans le temps, surtout à l'ère de l'internet ? Vous avez montré, par le nombre des abonnements (plus de 800), l'intérêt que vous portez à ce vecteur d'informations ; le graphique illustre leur répartition à la fin 2004. Certes, rien n'est jamais définitif dans ce domaine, seule la qualité des articles publiés pourra vous inciter à renouveler, par votre abonnement, le soutien et l'encouragement que vous apportez à l'équipe de publication pour son travail.



L'équipe de publication accomplit une tâche ardue, avec des périodes parfois stressantes (quand des articles promis tardent à arriver par exemple) mais passionnante. Le groupe de professeurs, d'universitaires et d'industriels qui la compose demeure animé de la même motivation que celle des quelques professeurs de STS, réalisant le « **numéro 0** » de mai 1994. Cette équipe évolue, se renouvelle en permanence. Ainsi Patrick BASTARD, que nos lecteurs connaissent déjà, la rejoint ; son expérience d'enseignant à Supélec et ses activités dans le secteur industriel, seront utiles et appréciées pour le travail du groupe.

Certains membres, présents dès la première heure, devront être bientôt remplacés ; il est certain que parmi vous, lecteurs, il y aura des volontaires pour participer à ce travail collectif de réalisation de **La Revue 3EI**.

Passionnant ce thème des *«moyens de productions décentralisés de l'électricité»*, les articles reçus sont nombreux, riches et ils ne peuvent pas tous être publiés dans ce n°39 comportant pourtant 96 pages ! Le thème débordera sur le n°40 (mars), nos amis auteurs concernés par ce décalage nous pardonneront. Serait-il raisonnable de se plaindre d'avoir trop d'articles ?

La Revue 3EI

Comité de publication

Patrick BASTARD
Jean BONAL
François BOUCHER
Jean-Claude BOUDENOT
Gérard DELAVIER
Lucien DESCHAMPS
Jean FAUCHER
Gilles FELD
François FOREST
Brigitte GRELAUD
Jean-Philippe ILARY
Chérif LAROUCI
Michel LAVABRE
Marie Michèle LE BIHAN
Pascal LOOS
Bernard MULTON
Claude OBERLIN
Oviglio SALA
Jean-François SERGENT

Site WEB 3EI
(<http://www.lesite3EI.com>)

Responsable :
Philippe LE BRUN

Jean-Pierre TAREL
Jean-Philippe ILARY

Pour vos insertions
publicitaires, contacter :

MISTRAL MÉDIA

Vivian FAVRO
72, Av^e du D^r Arnold NETTER
75 012 Paris
Tel : 01 40 02 99 00

Abonnement à la Revue 3EI, année 2004-2005 :
Numéros : 39 (décembre 2004), 40 (mars), 41 (juin) et 42 (septembre 2005).

<u>Abonnement individuel :</u>	<u>Abonnement collectif souscrit par bon de commande (bibliothèque, CDI, laboratoire, entreprise, etc.)</u>
France et Pays de la CEE : 33 €, TTC	France et Pays de la CEE : 50 €, TTC
Pays hors CEE : 42 €, TTC	Pays hors CEE : 63 €, TTC

Une seule adresse :

La Revue 3EI - SEE,
17, rue Hamelin, 75 783 PARIS Cedex 16

pour nous contacter au sujet de votre abonnement écrivez à
revue3ei.cour@voila.fr



Vente au numéro

1994-95

- 1 La machine asynchrone (photocopie)
- 2 Association machine asynchrone et convertisseur statique
- 3 La machine synchrone (photocopie)

1995-96

- 4 Influence des convertisseurs statiques sur les réseaux
- 5 L'électrothermie
- 6 Première approche sur les réseaux

1996-97

- 7 La machine à courant continu
- 8 La conversion d'énergie
- 9 Les composants inductifs et capacitifs en électronique de puissance
- 10 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles

1997-98

- 11 Le transformateur
- 12 Les capteurs
- 13 Le génie électrique dans l'armement
- 14 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles

1998-99

- 15 Les aimants et électroaimants
- 16 L'automatique en électrotechnique
- 17 L'appareillage haute tension
- 18 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles

1999-00

- 19 La traction électrique ferroviaire
- 20 Energies renouvelables
- 21 Moteurs électriques pour applications de grandes séries
- 22 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles

2000-01

- 23 Les automatismes industriels
- 24 L'éclairage
- 25 L'état de l'art en électronique de puissance
- 26 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles

2001-02

- 27 Métrologie : mesures et estimations
- 28 Convertisseurs propres
- 29 Les alimentations et convertisseurs embarqués
- 30 Pratiques pédagogiques et réalités industrielles

2002-03

- 31 Mesures dans les systèmes électrotechniques
- 32 Application des micro-ondes de puissance
- 33 L'électronique dans l'automobile
- 34 Applications pédagogiques et réalités industrielles

2003-04

- 35 L'outil informatique dans l'enseignement
- 36 La problématique de l'énergie, la place de l'électricité
- 37 Applications pédagogiques et réalités industrielles
- 38 Applications pédagogiques et réalités industrielles

Recueils des journées 3E.I

- 3E'I'95 Moteurs synchrones et leurs applications industrielles
- 3E'I'97 Convertisseurs statiques
- 3E'I'99 Contrôle et commande des systèmes électrotechniques
- 3E'I'03 L'éclairage et chauffage par induction (CD Rom)

- France 30 € prix unitaire
- Étranger 35 € prix unitaire

La série complète de 38 numéros :
342 € (CEE)
408 € (hors UE)
avec copie du numéro "0".



La Revue 3E.I

Cercle 13.01 de la SEE rappelle que tous les numéros de sa collection sont disponibles.

Tarif public au 1^{er} décembre 2004

CEE				Hors CEE			
1 vol.	2 vol.	3 vol.	4 vol.	1 vol.	2 vol.	3 vol.	4 vol.
11 €	22 €	27 €	36 €	13 €	26 €	32 €	43 €

BON DE COMMANDE à retourner à : SEE- Service Adhésions - 17 rue Hamelin 75783 PARIS Cedex 16 - FRANCE - Fax : 33 (0) 1 56 90 37 19

Nom
 Prénom
 Société
 Fonction
 Adresse

 Tél :
 E-mail :

Oui, je commande les numéros
 et/ou la série complète de(s) année(s)

Je règle la somme totale de _____ €
 par chèque à l'ordre de la SEE
 Prélèvement sur carte de crédit (Eurocard/Mastercard, American Express, Visa, Carte bleue, Diners Club International)
 N° (16 chiffres)
 Date d'expiration
 Signature/Autorisation :



Composants à semi-conducteurs pour l'électronique de puissance
Stéphane LEFEBVRE, Maître de conférences au CNAM, chercheur au SATIE,
Francis MISERY, professeur des universités au CNAM, chercheur au
laboratoire de physique des composants électroniques du CNAM.
Éditions Tec & Doc, 2004, 448 pages, 15.5x24 cm, 65.€ TTC.

Cet ouvrage rassemble les connaissances indispensables pour comprendre les comportements des composants à semi-conducteur, maîtriser leurs propriétés et les utiliser au mieux de leurs capacités.

Résolument pratique, ce guide est structuré pour aider l'utilisateur à répondre à ses objectifs essentiels :

- S'adapter aux exigences de tenue en tension,
- Évaluer la rapidité,
- Limiter les pertes.

Une lecture non linéaire est possible et de nombreux schémas et tableaux synoptiques complètent les démonstrations. Chaque composant est présenté dans son environnement.

² Composants semi-conducteurs pour l'électronique de puissance ²
fournit au lecteur les points de repères techniques essentiels pour appréhender l'évolution constante de ces composants. Très accessible et didactique, ce manuel ne requiert pas de connaissances approfondies en mathématiques et en physique.

Journées EEA (section Électrotechnique)

17 et 18 mars 2005, Université Claude Bernard à Lyon

« Diagnostic en EEA : un défi pour le futur »

Ces journées ont pour finalité primaire, une divulgation pédagogique des évolutions et des nouvelles pratiques de la thématique du diagnostic dans le domaine de l'EEA. Dans ce cadre, elles sont inscrites dans le Plan Académique de Formation pour le Rectorat de Lyon. De plus, elles mettront en lumière, la transversalité de cette thématique pour différents champs disciplinaires. Elles devraient permettre de faire le point sur les technologies actuelles puis d'aborder des applications industrielles et de donner les perspectives en terme de recherche à venir.

Renseignements et inscription <http://cegely.univ-lyon1.fr/eea2005>

Lire -La Revue 3EI-

c'est bien, voire même très bien.

Lire -La Revue 3EI- en étant abonné

c'est encore mieux !

Production décentralisée d'électricité : contexte et enjeux techniques

Benoît Robyns,

Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de
Puissance de Lille
Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur
13, rue de Toul
59046 Lille Cedex
e-mail : benoit.robyns@hei.fr

Patrick Bastard,

Département Electrotechnique et Systèmes d'Energie
Supélec
91190 Gif-sur-Yvette
e-mail : patrick.bastard@supelec.fr

Résumé – Le développement récent de la production décentralisée d'électricité est un phénomène qui touche tous les pays industrialisés, même si l'ampleur et la dynamique de ce mouvement peuvent différer d'un pays à l'autre. Ce papier vise à jeter les bases du contexte technique, environnemental et normatif de cette évolution ; il s'appuie en grande partie sur les références bibliographiques citées, que le lecteur curieux ne manquera pas de consulter.

Mots clés :

Production décentralisée – Réseaux électriques – Environnement – Eoliennes – Cogénération – Photovoltaïque – Micro hydraulique

1. Contexte général

Il n'existe pas vraiment de définition clairement reconnue de la production décentralisée. En général, la production décentralisée est plutôt définie par opposition à la production centralisée [CRA03, JEN00]. Pour simplifier, disons en première approche que les unités décentralisées :

- ne sont pas *planifiées* de manière centralisée,
- ne sont pas *contrôlées* de manière centralisée (ou dispatchées),
- ont une *puissance* ne dépassant pas 50 à 100 MW,
- sont généralement connectées au réseau de *distribution* et non au réseau de transport.

Une autre caractéristique de la production décentralisée est qu'elle est *dispersée* sur un territoire, contrairement à la production classique qui est concentrée en un nombre limité de sites bien identifiés.

Le développement de la production décentralisée au cours des dernières années a été surtout favorisé par l'ouverture des marchés de l'électricité (qui s'étend en Europe depuis le début des années 2000) et le développement des énergies renouvelables, en particulier éolienne, sous l'impulsion d'un réel engagement pour l'environnement à l'échelle européenne. La production décentralisée se développe ainsi dans beaucoup de pays sur la base d'unités de cogénération, de systèmes à énergies renouvelables ou de productions traditionnelles, installés par des producteurs indépendants.

Le développement de ce type de production peut contribuer à résoudre des problèmes techniques, économiques et environnementaux [CRA03, JEN00],

même si elle ne constitue pas la seule réponse à ces enjeux multiples (le nucléaire a aussi prouvé qu'il avait des atouts techniques, économiques et même environnementaux !).

Dressons une liste de points qui militent en faveur de la production décentralisée :

- volonté de réduire les émissions de gaz à effet de serre (principalement le CO₂) encourageant le développement d'énergies renouvelables ;
- augmentation de l'efficacité énergétique obtenue grâce aux systèmes de cogénération ;
- ouverture du marché de l'électricité permettant l'émergence de producteurs indépendants ;
- volonté de diversifier l'approvisionnement énergétique afin de limiter la dépendance énergétique de l'Union Européenne induite par l'utilisation des combustibles fossiles ;
- progrès technologiques contribuant à la fiabilité et à la disponibilité des unités de 100 kW à 150 MW ;
- plus grande facilité pour trouver des sites pouvant accueillir une production de puissance réduite ;
- temps de construction et investissements moins importants que pour les grosses centrales classiques ;
- production pouvant être réalisée à proximité de son utilisation, permettant ainsi de réduire les frais de transport.

Selon le profil du parc de production historique de chaque pays, la structure de son réseau de transport et de distribution, et l'organisation du système électrique, ces différents points peuvent prendre une importance plus ou moins grande en fonction des différents pays, en particulier au sein de l'Europe.

2. Les filières de production décentralisée

La production décentralisée se développe essentiellement sur la base

- de systèmes à énergie renouvelable,
- d'unité de cogénération,
- de production traditionnelle.

2.1 La production décentralisée à partir d'énergie renouvelable

2.1.1 Les sources d'énergie renouvelable

On distingue les énergies renouvelables d'origine éolienne, solaire, hydraulique, géothermique et issues de la biomasse. La synthèse ci-dessous ne prétend nullement décrire exhaustivement les différentes sources d'énergie renouvelable. Plus de détails peuvent être obtenus dans les références [MUL03, RSS, ELE].

A. L'éolien

La puissance des éoliennes est passée de quelques centaines de kW avant 2000 à quelques MW aujourd'hui et pourrait se stabiliser autour de 5 MW d'ici 2010, du moins pour les technologies actuelles basées sur une turbine à axe horizontal.

En théorie, l'énergie d'origine éolienne pourrait satisfaire la demande mondiale d'électricité. Cependant, le principal inconvénient de cette source d'énergie est l'indisponibilité et l'imprévisibilité du vent. Les périodes de grand froid, comme de canicule, qui se traduisent par une demande accrue d'énergie, s'accompagnent fréquemment de vent faible, voire nul (situation anti-cyclonique). C'est pourquoi le développement de l'éolien n'est certainement envisageable qu'en l'associant avec d'autres sources d'énergie renouvelable moins aléatoires ou des sources conventionnelles ou encore en y associant des systèmes de stockage de l'énergie électrique. Cependant, si les concepts permettant le stockage de l'énergie électrique en grande quantité existent, leur mise en oeuvre nécessite encore certains progrès technologiques et une baisse des coûts.

La puissance éolienne installée en France fin 2004 est de 338 MW.

B. Le solaire

Le *solaire thermique* consiste essentiellement à produire de l'eau chaude utilisable dans des bâtiments. On peut aussi imaginer d'actionner des turbines comme dans les centrales thermiques classiques pour produire de l'électricité : cette technique de production de l'électricité reste expérimentale ; elle a fait l'objet de centrales d'étude dont le rendement net se révèle faible (de l'ordre de 15%).

Le *solaire photovoltaïque* consiste à produire directement de l'électricité au moyen de cellules au silicium. La production d'un panneau photovoltaïque varie avec l'ensoleillement : 100 kWh/m²/an en Europe du Nord, deux fois plus en région méditerranéenne. Un toit photovoltaïque de 5x4 mètres a une puissance crête de 3 kW et produit de 2 à

6 MWh/an, suivant l'ensoleillement. Pour fixer quelques ordres de grandeurs, disons qu'il faudrait environ 5000 km² (soit 1% de la superficie de la France) de panneaux solaires pour couvrir la consommation annuelle française (environ 450 TWh), indépendamment de la disponibilité de cette énergie. La puissance photovoltaïque installée en France fin 2003 est de 22 MW.

Les principaux freins à l'utilisation massive du solaire photovoltaïque (et thermique) sont, d'une part, la disponibilité de la puissance fournie (dépendant du cycle jour-nuit, de la latitude de l'endroit où elle est captée, des saisons et de la couverture nuageuse) qui contraint au stockage de l'électricité pour une utilisation autonome ou à l'utilisation de solutions énergétiques complémentaires, et, d'autre part, la compétitivité économique.

C. L'hydraulique

L'hydraulique est actuellement la première source renouvelable d'électricité.

La *grande hydraulique* (d'une puissance supérieure à 10 MW) est exploitée au voisinage du maximum de son potentiel dans les pays industrialisés. Les barrages permettent de stocker l'énergie et de la fournir dans les moments de forte demande. Ce type de production fait généralement l'objet d'une production centralisée.

La *petite hydraulique* (d'une puissance inférieure à 10 MW) est constituée en partie de centrales au fil de l'eau qui sont fortement dépendantes du débit des cours d'eau. Ces petites centrales sont attractives pour une production décentralisée. La production mondiale est estimée à 85 TWh. En France, alors que la grande hydraulique a quasiment atteint la saturation, il reste un potentiel d'évolution de la petite hydraulique estimé à 4 TWh/an provenant d'un tiers de l'amélioration des installations existantes, et pour les deux tiers restant de nouvelles installations.

L'*énergie des marées* peut être utilisée pour produire de l'électricité. En France, l'usine marémotrice de la Rance (240 MW) a montré la faisabilité de cette technique de production d'électricité.

La *houle* représente un immense gisement d'énergie. La puissance moyenne annuelle sur les côtes de la façade Atlantique est comprise entre 15 et 80 kW/m de côte. L'énergie des vagues est très diffuse et n'est pas encore exploitable à grande échelle. Des prototypes de centrales houlomotrices sont cependant testés.

D. La géothermie

La température de notre planète augmente considérablement lorsque l'on se rapproche de son centre. Dans certaines zones de notre planète se trouve en profondeur de l'eau à température élevée. La *géothermie haute température* (150 à 300°C) consiste à pomper cette eau vers la surface, à produire de la vapeur via des échangeurs pour ensuite turbiner cette

vapeur comme dans les centrales thermiques classiques et ainsi produire de l'électricité.

Les ressources géothermiques à basse température (inférieure à 100°C) sont valorisées pour les besoins de chauffage. Le potentiel de la géothermie naturelle est cependant limité, car il existe de nombreux sites où la température est élevée (supérieure à 200°C) mais sans eau. Cette ressource thermique peut être exploitée au moyen de la technologie dite des « roches chaudes et sèches » en cours de développement. Elle consiste à injecter par un premier puits de l'eau sous pression dans des zones profondes (supérieures à 3000 m) de roches fracturées. Cette eau réchauffée remonte par un second puits et pourrait permettre de produire de l'électricité. Toutefois, la part de ce potentiel qui sera techniquement accessible reste difficile à estimer.

E. La biomasse

La biomasse est, sous réserve d'une exploitation durable de la ressource, une énergie renouvelable qui fournit des biocombustibles généralement sous forme solide et des biocarburants généralement sous forme liquide.

La consommation de biomasse en France en énergie primaire est basée principalement sur le bois. La biomasse est également constituée par la récupération des déchets organiques : *déchets ménagers et industriels* non recyclables, traitement par méthanisation des *boues d'épurations et des déchets agricoles* générant du *biogaz*. Le potentiel énergétique est de 60 TWh/an, soit 15% de la consommation finale d'électricité en France.

La biomasse est fréquemment utilisée dans des systèmes de cogénération qui produisent de l'électricité comme les centrales classiques, tout en valorisant la chaleur habituellement perdue, dans des applications variées : chauffage des locaux, besoins industriels, agriculture,...

Les *biocarburants* liquides, plus coûteux à l'obtention et industriellement produits à partir de culture énergétique (colza, tournesol, betterave, blé, orge, maïs,...), sont mieux valorisés dans les applications de transports. Ils sont actuellement utilisés dans des moteurs thermiques essentiellement en étant mélangés en faible quantité avec les carburants traditionnels dans le but d'améliorer leurs caractéristiques.

2.1.2 La production d'électricité à partir d'énergie renouvelable

Le cycle de production de l'électricité le plus répandu nécessite de disposer d'une source de chaleur permettant de chauffer de l'eau afin d'obtenir de la vapeur sous pression. Cette vapeur, en se détendant dans une turbine, entraîne un alternateur qui génère de l'électricité. Après turbinage, cette vapeur est condensée au moyen d'une source froide (cours d'eau, mer) souvent associée à des tours de refroidissement. La figure 1 représente de façon très simplifiée le cycle de production classique de l'électricité.

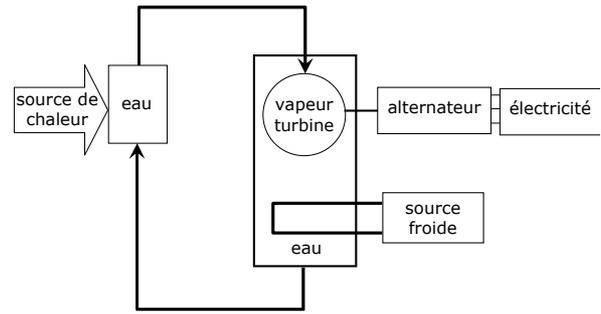


Figure 1 - Cycle classique de production de l'électricité.

Lorsque la chaleur dégagée par la condensation de la vapeur est récupérée pour des besoins de chauffage, on parle de cogénération.

La source de chaleur est classiquement obtenue par la combustion de combustibles fossiles (pétrole, gaz, charbon) ou par une réaction de fission nucléaire dans des réacteurs conçus pour maîtriser l'ampleur de cette réaction.

Dans un contexte d'énergie renouvelable, on peut essayer d'étendre ce principe très général, et imaginer que la source de chaleur repose, par exemple, sur :

- la combustion de biomasse (bois, biogaz, déchets organiques);
- la chaleur se trouvant en profondeur dans notre planète soit en pompant directement de l'eau chaude vers la surface, soit en exploitant la température élevée des roches en profondeur en y injectant de l'eau depuis la surface;
- le soleil en concentrant ses rayons au moyen de miroirs.

Avec certaines énergies renouvelables, la chaîne de production de l'électricité ne nécessite pas de source de chaleur. C'est le cas des énergies éolienne, hydraulique et solaire photovoltaïque, qui représentent aujourd'hui en Europe la quasi-totalité des installations de production d'électricité à base d'énergie renouvelable.

Dans le cas des énergies éolienne et hydraulique, c'est la pression du vent ou de l'eau qui entraîne la rotation d'une turbine entraînant à son tour un alternateur produisant de l'électricité. La figure 2 représente cette chaîne de conversion énergétique.

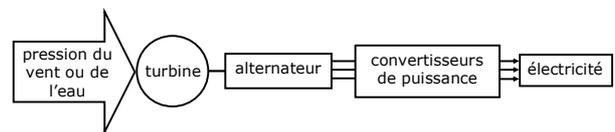


Figure 2 - Chaîne éolienne ou hydraulique de production d'électricité.

Bien qu'ils ne soient pas nécessairement indispensables, les convertisseurs de puissance assurant l'interface entre l'alternateur et le réseau peuvent augmenter les possibilités de commande et finalement l'efficacité énergétique de l'installation. L'intérêt des convertisseurs de puissance est de permettre à l'alternateur de fonctionner à vitesse variable et ainsi

d'augmenter l'efficacité de la conversion énergétique tout en réduisant les besoins de contrôle mécanique de la turbine. Ce fonctionnement à vitesse variable se développe dans le domaine de l'hydraulique (en particulier en petite hydraulique), et tend à s'imposer dans l'éolien où ce type de fonctionnement apparaît naturel du fait des fortes variations de la vitesse du vent.

Dans le cas du solaire photovoltaïque, l'électricité est produite directement au moyen de cellules au silicium à partir de l'énergie contenue dans le rayonnement solaire. Des convertisseurs de puissance sont généralement utilisés pour assurer l'optimisation de la conversion énergétique. La figure 3 représente cette chaîne de conversion énergétique.

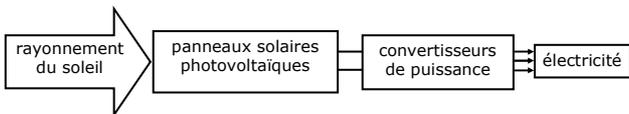


Figure 3 - Chaîne solaire photovoltaïque de production de l'électricité.

Enfin, notons que l'électricité peut également être produite au moyen d'un moteur diesel ou d'une turbine à gaz (dérivée d'un réacteur d'avion) entraînant un alternateur. La source d'énergie primaire est généralement constituée de combustibles fossiles, mais il est envisageable de les remplacer par du biocarburant ou du biogaz.

2.2 La cogénération

Contrairement à la production classique d'électricité qui disperse l'énergie thermique dans l'air ou dans l'eau, la cogénération est conçue pour valoriser cette énergie. Elle permet de produire simultanément de l'électricité et de la chaleur (ou du froid) et d'optimiser les coûts d'installation et les rendements énergétiques [LEV96]. On distingue trois grandes familles de cogénération :

- les *turbines à vapeur* utilisées depuis longtemps par les industriels qui ont des besoins importants de chaleur et d'électricité (chimie, papeterie, sucrerie,...) ;
- les *turbines à gaz*, répandues dans l'industrie et les réseaux de chaleur, ainsi que dans les sites ayant des besoins énergétiques importants et des contraintes de disponibilité (hôpitaux, ...) ;
- les *moteurs thermiques* consommant du gaz et / ou du fioul et parfois des biocarburants. Leur rendement est inférieur à celui des turbines, mais leurs conditions d'utilisation et leur coût, expliquent leur prédominance parmi les unités de production de petite taille.

Ces différentes techniques produisent de façon combinée et simultanée de l'énergie thermique et de l'énergie mécanique :

- l'énergie thermique est récupérée sur les gaz d'échappement et les circuits de refroidissement

des moteurs ou turbine à gaz ou sur la vapeur détendue dans les turbines à vapeur ;

- l'énergie mécanique est généralement transformée en électricité par couplage avec un alternateur, mais peut également entraîner directement des compresseurs, ventilateurs, pompes,...

La cogénération peut également être réalisée sur la base du moteur Stirling et de la pile à combustible [CRA03]. Les rendements des moteurs Stirling réalisables à l'heure actuelle sont cependant relativement faibles, ce qui semble limiter le potentiel de cette technologie. Les piles à combustible peuvent constituer une technologie intéressante pour la cogénération, mais elles sont encore en phase de développement et les prix restent très élevés. Les figures 4 et 5 permettent de comparer une conversion d'énergie dans une installation de cogénération avec une production séparée de l'énergie électrique dans une centrale électrique et de la chaleur dans une chaudière.

Les meilleures centrales électriques classiques ont un rendement autour de 50 % (les centrales turbine à gaz / turbine à vapeur atteignent un rendement de 55 %, tandis que les centrales classiques au fuel ont un rendement de 40 à 45 %). Les chaudières à gaz à haut rendement thermique atteignent des rendements supérieurs à 90 %. Le rendement global d'un système produisant séparément de l'énergie électrique et de l'énergie thermique est alors d'environ 68 % dans l'exemple présenté à la figure 4. Cette valeur est à comparer avec le rendement de 85 % d'une unité de cogénération (figure 5).

Il faut noter que pour obtenir l'économie d'énergie apportée par une unité de cogénération, les besoins de chaleur doivent être stables et continus, la production d'électricité pouvant être considérée comme subsidiaire [CRA03]. Les systèmes de cogénération représentaient une puissance installée en France fin 2001 de 4300 MW.

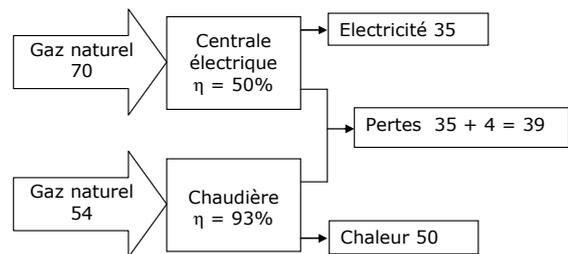


Figure 4 - Exemple de bilan énergétique d'une production séparée d'électricité et de chaleur.

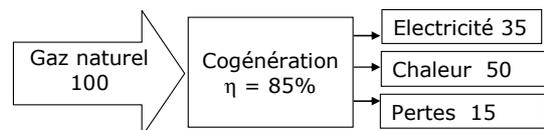


Figure 5 - Exemple de bilan énergétique d'une production combinée d'électricité et de chaleur.

2.3 La production décentralisée traditionnelle

La production décentralisée traditionnelle est basée sur des machines thermiques classiques sans récupération de chaleur, comme par exemple les groupes électrogènes constitués d'un moteur diesel couplé à un alternateur.

On ne peut pas considérer que ce type de production contribue au « développement durable » contrairement à la cogénération, qui permet d'utiliser au mieux les sources d'énergie disponibles, et, bien sûr, aux énergies renouvelables. Ce type de production d'électricité est cependant plus souple d'utilisation, la cogénération étant prioritairement fonction des besoins de chaleur, tandis que les énergies renouvelables sont fortement dépendantes de la disponibilité des sources.

3. Raccordement de la production décentralisée au réseau électrique

3.1 Tension de raccordement

Les modalités de raccordement au réseau électrique des installations de production, et notamment les contraintes techniques, sont définies par des textes réglementaires tels que décrets et arrêtés. Les contraintes techniques dépendent principalement de la puissance à raccorder qui définit le réseau de rattachement [ARR1,ARR3]. Le tableau 1 donne les niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leur puissance, en France.

Type de réseau	Plage de tension	Niveaux de tension	Puissance
BT	BT monophasé	230 V	$S \leq 18 \text{ kVA}$
BT	BT triphasé	400V	$S \leq 250 \text{ kVA}$
MT (HTA)	$1 \text{ kV} < U \leq 50 \text{ kV}$	15 kV, 20 kV	$P \leq 12 \text{ MW}$
HT (HTB1)	$50 \text{ kV} < U \leq 130 \text{ kV}$	63 kV, 90 kV	$P \leq 50 \text{ MW}$
HT (HTB2)	$130 \text{ kV} < U \leq 350 \text{ kV}$	150 kV, 225 kV	$P \leq 250 \text{ MW}$
HT (HTB3)	$350 \text{ kV} < U \leq 500 \text{ kV}$	400 kV	$P > 250 \text{ MW}$

Tableau 1 - Niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leur puissance

Les installations de production relèvent donc :

- du réseau public de transport si la puissance installée est supérieure à 12 MW, le raccordement s'effectue alors à un niveau de tension supérieur ou égal à 63 kV (domaine de la HTB) ;
- du réseau public de distribution si la puissance installée est inférieure ou égale à 12 MW, le raccordement s'effectue alors à un niveau de tension inférieur ou égal à 20 kV (domaine de la HTA et de la BT).

Actuellement beaucoup de projets de production d'électricité par énergies renouvelables et par cogénération ont une puissance installée inférieure ou égale à 12 MW, permettant ainsi à ces producteurs de bénéficier de l'obligation d'achat par EDF de l'électricité produite [DEC1]. Pour cette raison, nous détaillons dans la section suivante les modalités de raccordement au réseau HTA français.

3.2 Contraintes de raccordement sur les réseaux de distribution public HTA

Pour raccorder une installation de production sur le réseau électrique de distribution français, relié à un grand réseau interconnecté, différentes dispositions sont à prendre en compte. Ces dispositions sont précisées par des arrêtés et des décrets [ARR1,ARR3,DEC2] qui évoluent au fil du temps suite au retour d'expérience induit par l'intégration de production dans un réseau conçu pour distribuer l'électricité, et donc prévu à l'origine pour n'accueillir que des consommateurs. Voici une synthèse des contraintes de raccordement d'une installation de production au réseau HTA :

- La puissance de court-circuit

Les unités de production contribuent à augmenter la puissance de court-circuit au voisinage de leur point de raccordement. En cas de défaut, ces unités de production ne doivent pas entraîner une élévation du courant de court-circuit au-delà des limites des appareils HTA des postes et du réseau. Pour le réseau HTA, cette limite est de 12,5 kA en zone urbaine et de 8 kA en zone rurale.

Le plan de protection des réseaux de distribution est conçu en partant du principe que lors de défaut, la puissance de court-circuit est fournie exclusivement par la source amont, et qu'il n'existe pas de source de Pcc sur le réseau de distribution. Le raccordement d'installations de production est contraire à ce principe fondateur, ce qui peut conduire à des dysfonctionnements dès lors que les apports de courant de court-circuit des unités de production deviennent du même ordre de grandeur que les courants de défaut du réseau [FRA02].

- Réglage de la tension

Le raccordement de la centrale de production peut modifier le plan de tension, en particulier autour du point de raccordement. Cela ne doit pas empêcher le gestionnaire du réseau de respecter les plages définies par les textes normatifs (de l'ordre de $\pm 5\%$ de la tension contractuelle, souvent 20 kV). Ainsi, les centrales d'une puissance supérieure à 1 MW doivent pouvoir ajuster leur tension de sortie à la demande du gestionnaire, tandis que les centrales d'une puissance supérieure à 10 MW doivent être équipées d'un régulateur de tension de sortie.

Pour illustrer l'impact d'un générateur dispersé sur le plan de tension d'un réseau de distribution, l'intégration d'un générateur photovoltaïque de 55 kW dans un réseau BT est considéré sur les figures 6 et 7 [PAN03]. Lorsque le générateur photovoltaïque est placé en bout de ligne, la tension le long de la ligne est augmentée par rapport à une situation sans générateur au noeud 4. Un résultat similaire est obtenu lorsque le générateur photovoltaïque est remplacé par un générateur conventionnel tel qu'un groupe électrogène. Cette situation peut être intéressante dans certains cas, mais peut aussi induire des surtensions dangereuses en période de faible charge si les transformateurs de

réglage de la tension en amont du réseau de distribution n'intègrent pas dans leur stratégie de réglage la présence de la production décentralisée.

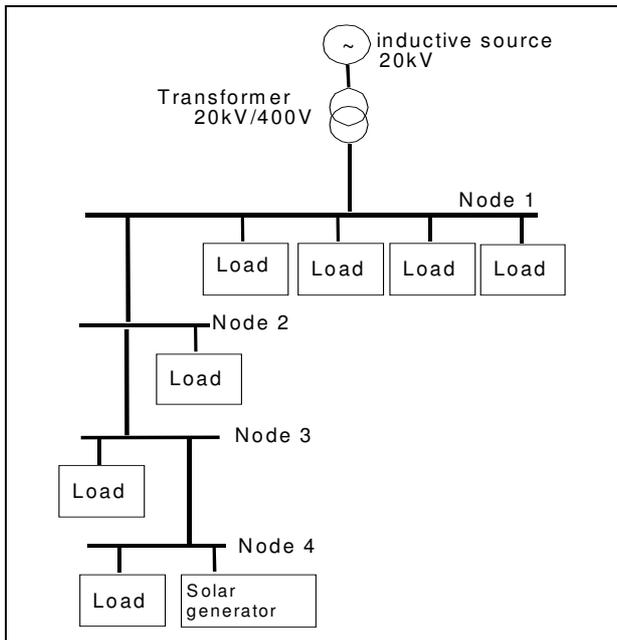


Figure 6 – Architecture radiale d'un réseau basse tension

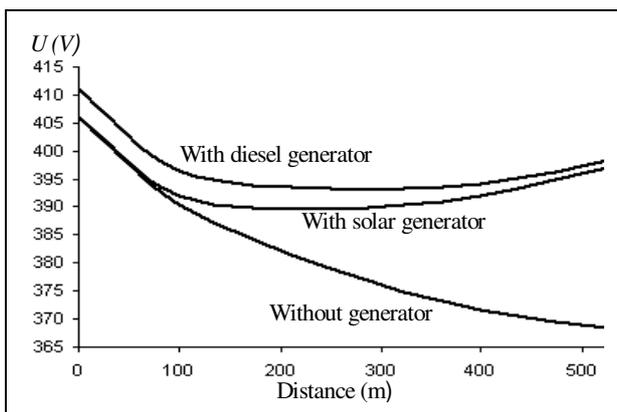


Figure 7 - Plan de tension du noeud 1 au noeud 4

La production décentralisée peut dans certain cas contribuer au réglage de la tension en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive [ST04a, STE04b], mais elle doit pour cela être commandable, ce qui n'est guère simple, en particulier pour les unités de petite puissance.

- Production ou absorption d'énergie réactive

Les centrales raccordées en HTA doivent pouvoir :

- fournir $Q = 0,4 S_n$ (puissance nominale apparente) pour une puissance installée $P_n \leq 1\text{MW}$;
- fournir $Q = 0,5 S_n$ et absorber $Q = 0,1 S_n$ pour les centrales d'une puissance installée $1\text{MW} < P_n \leq 10\text{MW}$ [ARR2].
- fournir $Q = 0,6 S_n$ et absorber $Q = 0,2 S_n$ pour les centrales d'une puissance installée $P_n > 10\text{MW}$.

Pour pouvoir fournir une énergie réactive $Q = 0,4 S_n$, certaines centrales de production doivent être associées à des batteries de condensateurs (c'est souvent le cas des génératrices asynchrones à cage directement connectées au réseau).

- Signaux tarifaires

La centrale de production ne doit pas perturber les signaux tarifaires. Dans le cas contraire il faut installer des filtres.

- Qualité de l'onde électrique

• Harmoniques

Les productions décentralisées utilisant de l'électronique de puissance dans leur interface avec le réseau sont générateurs de courants harmoniques susceptibles d'induire des tensions harmoniques dans le réseau. Ces courants harmoniques doivent donc être limités à un seuil exprimé en % (valeur de la somme des courants harmoniques de rang h du site ramenée à la valeur du courant nominal du site) [FRA02]. Les valeurs limites pour les installations de plus de 100kVA sont données dans le tableau 2.

Rangs impairs	Taux limite (%)	Rangs pairs	Taux limite (%)
3	4 %	2	2 %
5 et 7	5 %	4	1 %
9	2 %	> 4	0,5 %
11 et 13	3 %		
> 13	2 %		

Tableau 2 - Limites recommandées pour les harmoniques

• Fluctuation de la tension (flicker)

Le flicker est induit par les fluctuations de puissance. Ces fluctuations de puissances apparaissent lors de la mise en et hors de service de la production et lors du changement de régime de production. Dans le cas de l'éolien, ces fluctuations de puissance proviennent également des variations de la vitesse du vent ou de l'effet d'ombre de la tour. La figure 8 montre un enregistrement de la puissance générée par une éolienne à vitesse fixe de 300 kW (ancien site éolien de Dunkerque) soumis à un vent moyen de 10 m/s. Cet enregistrement montre que cette puissance peut subir des variations de plus de 100 kW en 3 sec. Il convient de vérifier que ces variations de puissance ne conduisent pas à des niveaux de fluctuations rapides de tension (papillotement) inacceptables pour les autres utilisateurs du réseau. Les niveaux admissibles et la fréquence sont normalisés [FRA02].

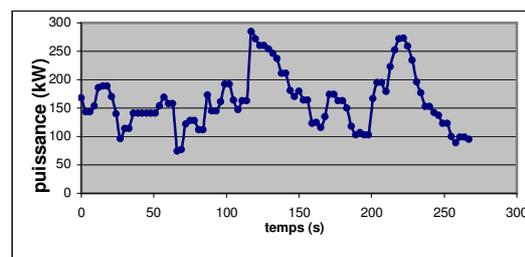


Figure 8 - Exemple de puissance générée par une éolienne à vitesse fixe de 300 kW.

- Couplage des installations de production au réseau

D'autres contraintes liées au couplage de l'installation de production au réseau de distribution sont à prendre en compte. Citons quelques-unes de ces contraintes et quelques ordres de grandeurs :

- les installations de production ne sont couplées au réseau de distribution que si celui-ci est en service (sauf cas particuliers comme la reconstitution du réseau),
- le couplage des machines synchrones n'est autorisé qu'avec des écarts maximaux tels que :
 - . en tension : 10%,
 - . en fréquence : 0,1 Hz,
 - . en phase : 10°.
- la croissance et la décroissance de la puissance ne doivent pas dépasser quelques MW/minute,
- la variation de tension au point de livraison ne doit pas dépasser quelques % pendant 0,5 secondes.

- Mise à la terre des installations de production

Aucun régime de neutre HTA ne doit être créé dans l'installation de production lorsque celle-ci est couplée au réseau.

- Protection du système électrique

Comme tous les éléments du système électrique, une installation de production dispersée doit être protégée par un ensemble de relais de protection. Par exemple, une protection de découplage doit être installée au niveau de l'installation de production afin de :

- détecter la perte du réseau, c'est-à-dire un îlotage (volontaire : travaux, ou involontaire : défauts BT, HTA, HTB, risque de faux couplage),
- déconnecter l'installation de production si les cas précédents ont été détectés.

Au-delà de la protection de l'installation elle-même, il convient aussi de vérifier que le système de protection du réseau accueillant une nouvelle centrale de production reste sûr et efficace. Ce n'est pas systématique, puisque la connexion d'une nouvelle unité de production modifie inmanquablement les flux de puissance (figure 9)

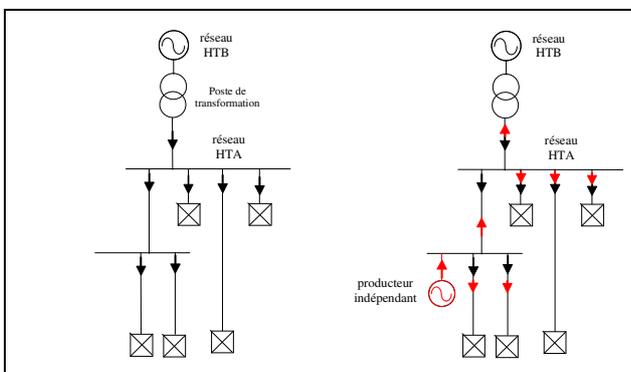


Figure 9 – l'introduction de producteurs sur des départs d'un réseau de distribution peut inverser les flux de puissance et obliger à revoir tout le plan de protection

Typiquement, sur un réseau de distribution radial, l'énergie circule traditionnellement de l'amont (point de connexion au réseau de transport) vers l'aval (les charges). La connexion d'un groupe de production sur un départ peut inverser le sens du flux de puissance, entraînant par exemple un dysfonctionnement de protections directionnelles.

- Participation à la reconstitution du réseau

A la demande du gestionnaire et dans le cadre de conventions, l'installation de production peut participer à la reconstitution du réseau.

- Le programme de fonctionnement de l'installation de production

Si la puissance de l'installation de production n'est pas marginale, le programme de fonctionnement prévu de celle-ci doit être communiqué au gestionnaire du réseau à sa demande. Il peut alors être nécessaire d'installer une liaison de communication entre le gestionnaire et l'installation de production afin d'échanger des informations d'exploitation.

L'installation de production n'est pas marginale :

- si pour un départ dédié, la puissance apparente nominale de l'installation est supérieure à 25% de la puissance apparente nominale du transformateur HTB / HTA,
- si pour un départ non dédié, la puissance active nominale de l'installation est supérieure à 25% de la charge maximale du départ.

Le respect des contraintes de raccordement peut entraîner dans certains cas des besoins de renforcement du réseau : changement de conducteurs et de transformateurs, création d'un départ dédié, voire d'un nouveau poste.

Si la production décentralisée doit être raccordée à un réseau non relié à un réseau interconnecté, des contraintes supplémentaires doivent être respectées [ARR1].

4. Perspectives

4.1 Limitation du taux de pénétration de la production décentralisée

Le problème majeur associé aux sources d'énergie décentralisées est qu'elles ne participent en général pas aux services système (réglage de la tension, de la fréquence, démarrage en autonome ou black start, possibilité de fonctionner en îlotage,...). Le fait de ne pas participer aux services système amène ce type de source à se comporter comme des générateurs « passifs » du point de vue « gestion du système ». Les réglages de la tension et de la fréquence sont dès lors reportés sur les alternateurs classiques. Le taux de pénétration de la production décentralisée, c'est-à-dire la puissance qu'elle génère par rapport à la puissance consommée, doit alors être limité (par exemple à 20 ou 30% de la puissance consommée d'après certains retours d'expérience) afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables [CRA03]. Ceci est particulièrement vrai pour les

sources à énergie renouvelable dont la source primaire est difficilement prévisible et très fluctuante.

Le fait que la production décentralisée soit fort sensible aux perturbations « réseau », tels que les creux de tension ou les variations de fréquence, entraîne souvent une déconnexion de la production lors d'un incident sur le réseau. Cette déconnexion peut aggraver un déséquilibre production-consommation et par effet « domino » accélérer l'avènement d'un incident majeur dans le réseau. C'est pour cela qu'il peut être demandé à la production décentralisée de rester connectée au réseau (par exemple durant 600 ms) lors d'un creux de tension induisant une tension résiduelle dégradée (par exemple 30% de la tension nominale).

La possibilité de fonctionner en îloté permettrait à la production décentralisée de continuer à alimenter des consommateurs isolés du réseau suite à un défaut sur celui-ci, et ainsi à limiter le nombre de clients affecté par ce défaut. L'îlotage reste cependant interdit actuellement pour des raisons de sécurité des personnes et du matériel. Permettre l'îlotage nécessitera de revoir les stratégies de contrôle-commande de ces productions, voire l'ajout de systèmes de stockage de l'énergie électrique lorsque la source primaire est aléatoire, et pourrait également nécessiter de revoir la structure des réseaux de distribution.

4.2 Participation aux services système et apport du stockage de l'électricité

Augmenter le taux de pénétration des unités de production décentralisées sera donc possible si ce type de source :

- participe à la gestion du réseau (services système, dispatchabilité) ;
- peut fonctionner en îlotage ;
- présente une disponibilité accrue et fiabilisée malgré l'imprévisibilité de la source primaire d'énergie lorsqu'il s'agit d'énergie renouvelable.

Il est actuellement envisageable d'atteindre ces objectifs :

- en utilisant les possibilités offertes par l'électronique de puissance ;
- en développant de nouvelles stratégies de commande et de supervision ;
- en imaginant des structures adaptées de productions décentralisées ;
- en développant le stockage d'énergie à court et à long terme ;
- en développant les systèmes multisources avec une gestion intégrée et optimisée de l'énergie.

L'avenir du développement de la production décentralisée sera conditionné par la participation aux services système de cette production.

La participation au réglage de la tension en absorbant ou en injectant de la puissance réactive tend à se développer, car elle est actuellement imposée, dans certaines conditions, par des arrêtés [ARR1,ARR2, ARR3].

La participation au réglage de la fréquence en adaptant la puissance active générée serait possible dans le cas d'unités de production constituées d'un alternateur synchrone directement couplé au réseau, comme dans les centrales classiques (y compris le grand hydraulique). Cette situation se rencontre fréquemment dans les systèmes de cogénération, mais la participation au réglage de la fréquence n'est cependant pas la règle car les puissances électriques mises en jeu sont rarement significatives (à l'échelle du réseau européen).

Dans le cas d'unités de production connectées au réseau via des convertisseurs électroniques de puissance (éolienne moderne de grande puissance, photovoltaïque, turbine à gaz), la participation au réglage de la fréquence comme dans les centrales classiques n'est pas immédiat. En effet, le réglage primaire de la fréquence dans les centrales classiques est basé sur le lien naturel existant entre les variations de puissance active générées par un alternateur et sa vitesse de rotation déterminant la fréquence des tensions et courants générés. Un tel lien n'existe évidemment pas lorsque la puissance est contrôlée via un convertisseur électronique de puissance puisque la fréquence de fonctionnement de ce convertisseur est déterminée par la commande. Il reste donc, pour associer ce type de moyen de production au réglage fréquence/puissance, à définir des stratégies de commande de l'ensemble « générateur classique+ convertisseurs » permettant de coordonner une multitude de petits moyens de production. Tant que la puissance cumulée de ces moyens de production reste faible par rapport à la puissance totale installée, ce réglage fréquence/puissance ne présente que peu d'intérêt. En revanche, il devient crucial en cas de fort taux de pénétration. Le cas se pose déjà sur certains sites isolés (îles par exemple).

Certains travaux de recherche ont montré qu'il était possible d'introduire un lien « artificiel » entre les variations de puissance demandées par les consommateurs et la fréquence de fonctionnement des interfaces électroniques de puissance [LEC04, DAV04]. En poussant ainsi l'analogie avec le fonctionnement d'un alternateur classique, on peut espérer pouvoir à l'avenir assurer un taux de pénétration élevé de ce type de source et leur permettre de fonctionner en îlotage. Ceci reste néanmoins prospectif.

Pour permettre aux unités de production basées sur des sources aléatoires (éolien, photovoltaïque) de participer pleinement aux services système, il faudra leur associer des systèmes de stockage de l'énergie électrique. L'électricité ne se stocke cependant pas facilement, et nécessite sa transformation sous une autre forme énergétique (chimique, mécanique, thermique,...). Le stockage de l'énergie électrique constitue une des composantes d'un futur développement durable. Les concepts permettant le stockage à long et court terme existent [BAR04, MAR98]. Il faut les mettre en oeuvre à grande échelle afin d'en réduire les coûts. Des réalisations récentes

montrent que du stockage conséquent est possible. En 2003, un accumulateur pouvant fournir 40 MW sur 7 minutes (ou 27 MW durant 15 minutes) a été installé en Alaska afin de soutenir le réseau [REE03]. Un système de stockage inertiel pouvant fournir 1 MW pendant 15 minutes est proposé par une firme américaine [BEA]. Cette dernière forme de stockage semble particulièrement bien adaptée à une association avec des éoliennes, du fait de sa grande dynamique, de son bon rendement et de sa durée de vie similaire à celle des éoliennes [HEB02]. Ce type de stockage à court terme permet de lisser la puissance la puissance générée par l'éolienne [LEC03a,LEC03b], voire pourrait permettre aux éoliennes de participer au réglage primaire de la fréquence du réseau auquel l'éolienne est connectée [LEC04,DAV04]. L'association de systèmes de stockage aux sources à énergie renouvelable constitue évidemment un surcoût qui pourrait à l'avenir être compensé par la valorisation financière par le gestionnaire du réseau des services système fournis par le producteur [CEE03,STE04a].

Références

- [ARR1] Arrêté du 17 mars 2003, « Prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique », Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie.
- [ARR2] Arrêté du 22 avril 2003, « Prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique », Ministère de l'économie des finances et de l'industrie.
- [ARR3] Arrêté du 4 juillet 2003, « Prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique », Ministère de l'économie des finances et de l'industrie.
- [BAR04] J.P.Barton, D.G.Infield, Energy storage and its use with intermittent renewable energy, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol.19, n°2, juin 2004, pp.441-448.
- [BEA] www.beaconpower.com
- [CEE03] Energy storage. A key technology for decentralized power, power quality and clean transport, *European Communities*, 2001, ISBN 92-894-1561-4.
- [CRA03] M.Crappe, *Commande et régulation des réseaux électriques*, Hermès Science, Paris 2003.
- [DAV04] A.Davigny, L.Leclercq, A.Ansel, B.Robyns, Wind and storage system based dispersed generation contribution to power grid ancillary services and network reliability, *Proceedings of the 2th International Conference on Securing Critical Infrastructures*, CRIS 2004, Grenoble, 25-27 octobre 2004.
- [DEC1] Décret n° 2000 – 1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité, article 2, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie.
- [DEC2] Décret du 13 mars 2003, « Prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution », Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie.
- [ELE] e-Learning tools for Electrical Engineering, www.e-lee.net
- [FRA02] J.-L. Fraisse, Le raccordement de la production décentralisée en HTA et BT, *Revue REE*, n°7, Juillet 2002.
- [HEB02] R.Hebner, J.Beno, A.Walls, Flywheel batteries come around again, *IEEE Spectrum*, Avril 2002, pp.46-51.
- [JEN00] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, *Embedded generation*, The Institution of Electrical Engineers (IEE), London, 2000.
- [LEC03a] L.Leclercq, B.Robyns, J.M.Grave, Control based on fuzzy logic of a flywheel energy storage system associated with wind and diesel generators, *Mathematics and Computers in Simulation*, 63, 2003, pp.271-280.
- [LEC03b] L.Leclercq, C.Saudemont, B.Robyns, G.Cimuca, M.Radulescu, Flywheel energy storage system to improve the integration of wind generators into a grid, *Electromotion*, vol.10, n°4, 2003, pp.641-646.
- [LEC04] L.Leclercq, A.Davigny, A.Ansel, B.Robyns, Grid connected or islanded operation of variable speed wind generators associated with flywheel energy storage systems, *Proceedings of the 11th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2004*, Riga, 2-4 septembre 2004
- [LEV96] C.Lévy, Les techniques de cogénération, *Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Énergétique*, août 1996, B 8 910.
- [MAR98] A.Marquet, C.Levillain, A.Davriu, S.Laurent, P.Jaud, Stockage d'électricité dans les systèmes électriques, *Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Électrique*, mai 1998, D 4 030.
- [MUL03] B.Multon, Production d'énergie électrique par sources renouvelables, *Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Électrique*, mai 2003, D 4 005 et D 4 006.
- [PAN03] Y.Pankow, B.François, B.Robyns, F.Minne, Analysis of a photovoltaic generator integrated in a low voltage network, *Proceedings of the 17th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2003*, Barcelone, 12 – 15 mai 2003.
- [REE03] Accumulateur : 40 MW pendant 7 minutes, *REE*, n°10, novembre 2003, pp.8.
- [RSS] *Revue Systèmes Solaires*, www.energies-renouvelables.org
- [STE04a] S.Serpu, Y.Bésanger, N.HadjSaïd, Performance control for better power systems security in a re-regulated environment: a survey, *Proceedings of the 2th International Conference on Securing Critical Infrastructures*, CRIS 2004, Grenoble, 25 – 27 octobre 2004.
- [STE04b] S.Serpu, Y.Bésanger, N.HadjSaïd, Reactive power control and performance, *Proceedings of the 2th International Conference on Securing Critical Infrastructures*, CRIS 2004, Grenoble, 25 – 27 octobre 2004.

Technologie des systèmes éoliens Intégration dans les réseaux électriques

NICOLAS LAVERDURE (*), DANIEL ROYE (*), SEDDIK BACHA (*), REGINE BELHOMME ()**

(*) IDEA GIE

961, rue de la Houille Blanche, BP 46
38402 Saint Martin d'Hères, France

(**) EDF R&D, Département TESE

1, Avenue du Général de GAULLE,
92141 Clamart Cedex, France

Résumé : *l'article présente une synthèse sur la technologie des systèmes éoliens proposés sur le marché. La première partie de l'article rappelle la structure générale de chaque technologie ainsi que le contrôle-commande associé, et met en avant les avantages et inconvénients de chacune. La deuxième partie de l'article aborde le thème de l'intégration de ces structures dans les réseaux électriques, et plus particulièrement les problèmes posés par les creux de tension. Des résultats de simulation montrent pour chaque structure la possibilité ou non pour l'éolienne de rester connectée au réseau électrique après un creux de tension. Ils confirment que les nouvelles structures dites à vitesse variable offrent de réelles possibilités pour répondre au nouveau cahier des charges imposé par les opérateurs de réseaux.*

1 L'énergie éolienne aujourd'hui

L'énergie éolienne est en plein développement en terme de puissance installée dans le monde. Le Tableau 1 présente l'évolution de la puissance éolienne installée dans les principaux pays durant les dernières années. Au total, 34 035 MW étaient installés début 2004. L'énergie éolienne approvisionne aujourd'hui environ 7 millions de personnes et l'objectif d'ici 2010 est de pouvoir subvenir aux besoins de 75 millions de foyers. Elle couvre actuellement 16% de la consommation d'énergie danoise. En terme de puissance installée, on espère atteindre 60 000 MW en 2010 puis 150 000 MW en 2020.

Pays	1999 (MW)	2001 (MW)	2003 (MW)
Allemagne	4445	8754	14069
USA	2500	4245	6202
Espagne	1475	3244	5010
Danemark	1740	2417	3110
Inde	1077	1507	1950
Pays-Bas	410	483	912
Italie	250	697	904
Angleterre	338	474	649
Chine	182	399	450
France	23	94	239

Tableau 1 : Puissance installée d'origine éolienne dans les principaux pays

Plusieurs facteurs contribuent à son essor :

- L'énergie éolienne est propre et sûre : les éoliennes n'engendrent aucune pollution. Elles ne rejettent aucune substance dangereuse dans l'environnement. L'utilisation d'une turbine de 1000 kW, dans des conditions normales, évite un rejet annuel de 2000 tonnes de dioxyde de carbone émis par d'autres sources de production

d'électricité, comme par exemple les centrales électriques à charbon.

- L'énergie éolienne est abondante : le vent est inépuisable. Il constitue donc une véritable ressource renouvelable [MUL 98].
- L'énergie éolienne n'est pas chère : l'énergie éolienne est actuellement la moins chère de toutes les énergies renouvelables existantes. Aujourd'hui, d'après les compagnies d'électricité danoises, le coût du kWh d'origine éolienne est équivalent au coût du kWh produit par une centrale à charbon équipée d'un système de filtre, c'est-à-dire environ 0,045 €/par kWh pour un site moyen européen.
- L'énergie éolienne est la source d'énergie renouvelable la plus fiable : une éolienne de haute qualité a un taux de disponibilité de plus de 98%. Ce facteur de disponibilité seul se situe bien au-delà des autres moyens de production d'électricité ; néanmoins il faut tenir compte du facteur de disponibilité global qui, lui, dépend fortement du vent.

Jusqu'à l'arrivée récente de nouvelles normes imposées à la génération éolienne, les parcs éoliens n'avaient qu'une seule « contrainte » : produire quand cela était possible. Le plan de protection était fait de telle sorte qu'en cas de défaut le parc était déconnecté du réseau puis arrêté. Ceci impliquait pour l'opérateur de réseau de faire face à une absence de production de l'ordre de quelques minutes, le temps de redémarrer puis de reconnecter les éoliennes.

Aujourd'hui, du fait de l'importance en terme de puissance installée des parcs éoliens, ils sont assujettis à de nouvelles exigences techniques et en particulier à assurer la continuité de fourniture d'énergie électrique ou tout au moins être apte à reprendre cette fourniture dès la disparition du défaut [BEL 03].

2 Constitution d'une éolienne

Principe :

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique [BUD 00]. Cette conversion se fait en deux étapes :

- Au niveau de la turbine, qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique.
- Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique qui est transmise ensuite sur le réseau électrique.

Il doit donc y avoir conversion et transmission régulières de l'énergie, la seule possibilité de stockage étant inertielle au prix d'une accélération de la turbine.

Ce fonctionnement est illustré par la Figure 1.

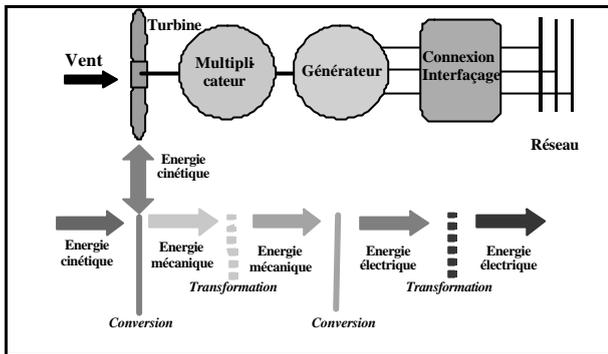


Figure 1 : Principe de la conversion d'énergie

Constitution :

Une éolienne typique est composée de plusieurs éléments présentés sur la Figure 2

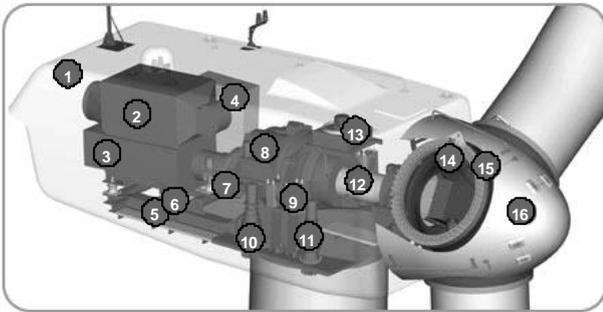


Figure 2 : Exemple de système éolien [GE]

Un mât, ou tour, supporte la nacelle (1) et la turbine (16). Il est important qu'il soit haut du fait de l'augmentation de la vitesse du vent avec la hauteur. Il est tubulaire et accueille une échelle voire un ascenseur. La nacelle (1) partiellement insonorisée (6), (9), avec une armature métallique (5), accueille la génératrice (3) et son système de refroidissement (2), le multiplicateur de vitesse (8) et différents équipements électroniques de contrôle (4) qui permettent de commander les différents mécanismes d'orientation ainsi que le fonctionnement global de l'éolienne.

Le multiplicateur de vitesse comporte un arbre lent (12) supportant la turbine (16) et un arbre à grande vitesse (1000 à 2000 tours / min). Il est équipé d'un frein mécanique à disque (7), auquel est accouplé le généra-

teur (3). Le multiplicateur de vitesse est pourvu d'un système de refroidissement (13) pour l'huile.

La turbine (16) possède en général trois pales (15) qui permettent de capter l'énergie du vent et de la transférer à l'arbre lent. Un système électromécanique (14) permet dans certains cas d'orienter les pales et ainsi de contrôler le couple de la turbine et de limiter sa puissance. Les pales fournissent également un frein aérodynamique par « mise en drapeau » ou seulement par rotation de leurs extrémités. Un mécanisme utilisant des servomoteurs électriques (10), (11) permet d'orienter la nacelle face au vent. Un anémomètre et une girouette situés sur le toit de la nacelle fournissent les données nécessaires au système de contrôle pour orienter, déclencher ou arrêter l'éolienne selon la vitesse du vent.

3 Fonctionnement d'une éolienne

Contrôles de la conversion d'énergie :

Les conditions de fonctionnement d'une turbine éolienne dépendent essentiellement des conditions de vent sur lesquelles aucune action n'est possible. On ne peut agir qu'en limitant l'énergie effectivement convertie par la turbine puis par le générateur électrique avant transfert vers le réseau.

Il est donc nécessaire de contrôler certaines grandeurs. Le contrôle de la puissance fournie par le système peut se faire à chacun des deux niveaux de conversion de l'énergie et de différentes manières suivant les conditions de fonctionnement :

- Au niveau de la turbine, essentiellement pour limiter la puissance pour les vents forts. Plusieurs méthodes sont utilisées.
- Au niveau du générateur, en particulier pour les structures à vitesse variable que l'on verra plus loin. Ceci permet par exemple d'optimiser le captage de l'énergie pour les vents faibles et moyens. Plusieurs solutions existent. Elles nécessitent à la fois le contrôle de grandeurs affectant directement le fonctionnement du générateur (courants, vitesse) ou les contraintes de fonctionnement du système (tension de bus continu, courants dans le système d'interfaçage au réseau).

Le système de commande d'un générateur éolien peut être décomposé en deux niveaux fonctionnels essentiels (Figure 3).

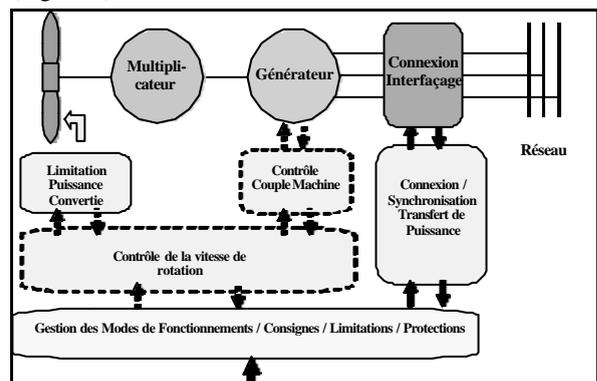


Figure 3 : Structure générale de contrôle d'une éolienne

- Les systèmes de régulation et asservissement des grandeurs physiques et les surveillances et protections associées.
- Le système de gestion des modes de fonctionnement, d'élaboration des lois de consigne des asservissements et de gestion des protections.

Il faut ajouter dans un cas plus général un troisième niveau correspondant à la gestion de l'ensemble au sein d'un parc en fonction de la demande provenant des contraintes d'exploitation du réseau.

Contrôles au niveau de la turbine :

Il existe essentiellement deux méthodes de contrôle. Elles servent principalement à limiter la puissance captée pour les vents forts.

- *Contrôle par décrochage aérodynamique passif* (« *Passive Stall* ») :

Dans ce cas là, l'augmentation de la vitesse du vent provoque le décrochage aérodynamique progressif des pales ce qui réduit la puissance captée.

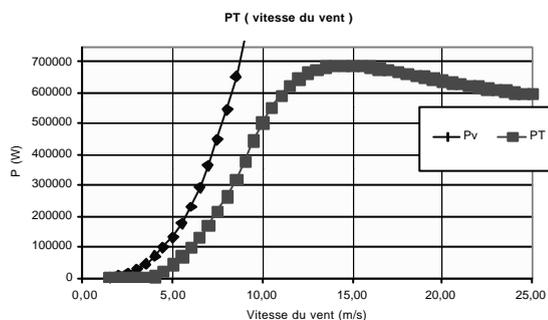


Figure 4 : Courbe de puissance typique en décrochage passif ($P_n=660 \text{ kW}$)

Avantages : Ce concept simple et normalement robuste ne fait intervenir aucun système mécanique ou électrique auxiliaire.

Inconvénients : La puissance captée par la turbine est seulement fonction de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation. Il n'y a donc aucune possibilité d'adaptation. En cas de défaut sur le réseau, si l'énergie captée ne peut lui être transmise, il est nécessaire de disposer de freins dimensionnés pour absorber l'énergie cinétique de la turbine et l'énergie captée pendant le freinage même en cas de problème sur la transmission, ce qui suppose un système de freinage sur l'arbre de la turbine lui-même (couple de freinage très élevé). Généralement, les constructeurs prévoient de pouvoir utiliser les extrémités des pales comme aérofreins en les faisant pivoter de 90° en cas d'urgence. Dans ce cas, le système de freinage mécanique peut être monté derrière le multiplicateur de vitesse où le couple est plus faible, et il n'est utilisé que comme frein de « parking ». Un freinage d'urgence peut également être assuré par le générateur à condition de prévoir un circuit électrique résistif de récupération d'énergie connecté en cas d'urgence (freinage rhéostatique). Par ailleurs, en fonctionnement normal, le générateur doit être capable de freiner la turbine et d'imposer le décrochage alors que la vitesse du vent

croît, ce qui peut nécessiter un dimensionnement supérieur à celui correspondant aux conditions nominales.

La courbe de variation de la puissance du vent P_V disponible sur l'ensemble de la surface balayée par les pales de la turbine est présentée sur la Figure 4. Cette puissance s'exprime :

$$P_V = \frac{1}{2} \rho \cdot S_b \cdot V^3$$

avec : ρ : densité volumique de l'air ($1,225 \text{ kg/m}^3$ à 15°C et 1013 mbar)

S_b : surface balayée par les pales (m^2)

V : vitesse filtrée du vent au moyeu de la turbine ou vitesse moyenne du vent à travers la surface S_b (m/s).

La puissance captée par la turbine P_T peut s'exprimer en fonction de cette puissance disponible en introduisant un facteur dépendant des conditions aérodynamiques des pales C_p .

$$P_T = \frac{1}{2} \rho \cdot S_b \cdot V^3 \cdot C_p(I)$$

avec C_p : coefficient de puissance (sans unité)

$$I = \frac{\Omega_T R_T}{V} : \text{rapport de vitesse, (sans unité)}$$

où : Ω_T : vitesse de rotation de l'éolienne (rad/s)

R_T : rayon de la turbine en mètre (m)

- *Contrôle par angle de calage variable* (« *Pitch Control* ») :

La rotation des pales par des actionneurs, hydrauliques ou électriques, permet l'augmentation de l'angle de calage β de quelques dizaines de degrés (20 à 30° généralement). Les forces aérodynamiques (portance et traînée) s'exerçant sur les pales sont alors réduites [BUD 00]. Le couple de la turbine peut être maintenu pratiquement constant. La puissance peut donc être limitée ainsi à sa valeur nominale. Elle peut être annulée par « mise en drapeau » des pales ($\beta=90^\circ$)

Avantages : La diminution de toutes les forces aérodynamiques sur les pales, atténuée considérablement les efforts à vitesse de vent élevée. Comme la force de poussée axiale est également diminuée, les efforts sur la tour en particulier sont réduits. Cet avantage est encore amplifié à vitesse variable puisque l'excès d'énergie pendant une rafale dont la variation est trop brutale pour que le mécanisme d'orientation des pales puisse compenser les effets peut être stockée dans l'inertie du rotor par variation de sa vitesse (si le générateur l'accepte) alors que la puissance transmise reste pratiquement constante. Le frein mécanique n'est alors qu'un frein de « parking ».

Inconvénients : L'énergie nécessaire aux actionneurs doit être transmise au moyeu de la turbine. Si les actionneurs sont électriques, cela nécessite des contacts glissants bagues/charbons sujets à l'usure et nécessitant un entretien.

La puissance captée par la turbine peut s'exprimer en fonction de la puissance disponible en introduisant un facteur dépendant des conditions aérodynamiques des pales.

$$P_T = \frac{1}{2} \rho \cdot S_b \cdot V^3 \cdot C_p(\mathbf{l}, \mathbf{b})$$

avec C_p : coefficient de puissance (sans unité)

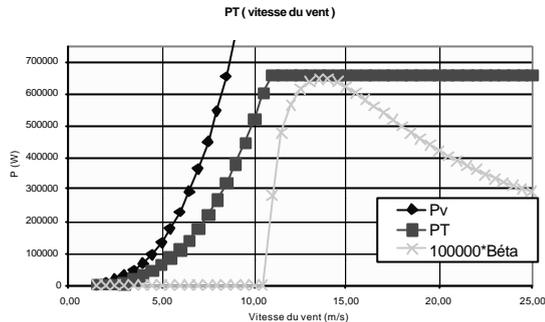


Figure 5 : Courbes de puissance typiques avec contrôle de l'angle de calage

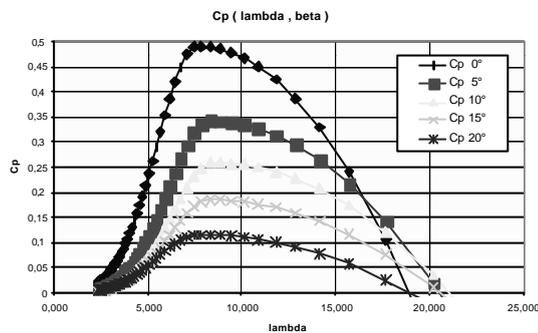


Figure 6 : Réseau de courbes du coefficient de puissance avec contrôle de l'angle de calage

Système mécanique – transmission de la puissance :

La puissance captée par la turbine est transmise à la génératrice. Dans le cas où cette génératrice est une machine asynchrone (structures MAS, MASDA et MASRe), un multiplicateur de vitesse est inséré dans la transmission afin d'effectuer l'adaptation de vitesse. Le multiplicateur introduit un problème de poids (environ 19 tonnes pour l'éolienne N80-2500kW de NORDEX) et la majorité de la maintenance peut lui être imputée. Certains constructeurs ont donc cherché à le supprimer dans les systèmes dits à attaque directe, ou même seulement le réduire [BOH 03], [LIL 04]. Cela impose alors un générateur électrique spécifique capable de tourner à la même vitesse que la turbine et présentant donc un nombre important de paires de pôles.

Le système mécanique complet comprend les éléments suivants :

- Les pales (généralement au nombre de trois).
- Le moyeu sur lequel sont montées les pales avec une possibilité de rotation dans le cas où l'angle de calage est réglable.
- L'axe lent sur lequel est fixé le moyeu.
- Le multiplicateur de vitesse (sauf pour les systèmes à attaque directe) de rapport N.
- L'axe rapide, dans le cas où le multiplicateur est présent, sur lequel est couplé le rotor de la génératrice.

Le multiplicateur de vitesse introduit une certaine élasticité entre l'entrée (source primaire fluctuante) et la

sortie (générateur et réseau) et des oscillations mécaniques peuvent en résulter.

Il a été mis en évidence en effet, en particulier dans les systèmes éoliens à vitesse constante, une interaction entre le système mécanique (turbine, transmission, rotor du générateur) et le réseau électrique [SAL 03]. Cette interaction joue un rôle important dans la stabilité du système lors de phénomènes transitoires « violents » comme la disparition de la tension et son rétablissement lors d'un défaut sur le réseau et se manifeste sous la forme d'une oscillation de torsion de la transmission. La flexibilité apparente importante de la transmission est en grande partie la conséquence de la différence de vitesse entre l'arbre lent qui supporte le moyeu de la turbine et l'arbre rapide sur lequel est couplé le rotor du générateur, à cause du rapport élevé du multiplicateur (de 50 à plus de 100 suivant la puissance nominale du système). Les autres « causes » de flexibilité sont les conséquences de l'architecture même de la transmission : montage du multiplicateur sur une « suspension » souple avec amortisseurs [HAU 00], [NORDEX] pour réduire la transmission des vibrations et donc le bruit, accouplement « souple » du rotor sur l'arbre rapide pour atténuer la transmission du bruit et tolérer un très léger défaut d'alignement, jeu au niveau des engrenages du multiplicateur. Les propriétés structurales et dynamiques de la transmission sont exploitées pour assurer un amortissement des efforts mécaniques exercés sur la turbine en cas de défaut sur le système électrique.

Il est donc nécessaire de modéliser tout l'ensemble. Certains auteurs [ROD 00], [LED 01] ont proposé des modèles séparant chaque pale, le moyeu avec l'arbre lent et le multiplicateur, l'arbre rapide. Un modèle simplifié consiste à réunir les pales de l'éolienne en les associant en une masse unique et à considérer que la liaison entre les pales et l'axe lent est rigide. On obtient ainsi un modèle à « deux masses », largement utilisé dans la littérature et dont la validité pour représenter le comportement d'une éolienne en régime dynamique a été démontrée [SAL 03], [LED 01], [PETR 03].

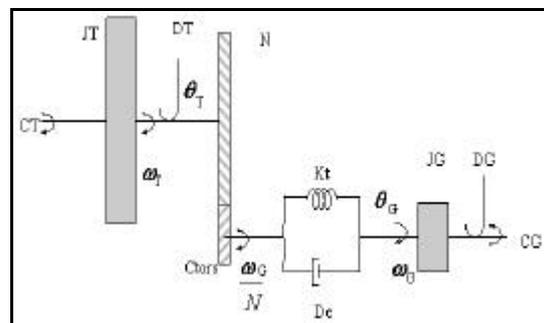


Figure 7 : Modèle mécanique à deux masses

Les équations décrivant ce modèle sont les suivantes :

$$C_T = J_T \frac{d\omega_T}{dt} + D_T \Omega_T + C_{tors} N$$

$$C_{tors} = K_t (N\theta_T - \theta_G) + D_e (N\Omega_T - \Omega_G)$$

$$C_{tors} = J_G \frac{d\omega_G}{dt} + D_G \omega_G + C_G$$

Avec : $q_{tors} = Nq_T - q_G$

En régime établi, la transmission est «tordue» et stocke de l'énergie potentielle. Les deux inerties stockent de l'énergie cinétique. S'il y a diminution brutale du couple générateur, à la suite d'un défaut sur le réseau électrique par exemple, la torsion diminue et une partie de l'énergie potentielle est convertie en énergie cinétique, ce qui correspond à une accélération du système en particulier du générateur d'inertie plus faible.

Les données pour une transmission mécanique d'une turbine de 660 kW sont présentées en Annexe.

Le système présente une fréquence de résonance correspondant pratiquement à la fréquence d'oscillation du rotor du générateur :

$$f_{OG} = \frac{1}{2p} \sqrt{\frac{K_t}{J_G}} = 2,39 Hz$$

et une fréquence d'antirésonance correspondant pratiquement à la fréquence d'oscillation de la turbine :

$$f_{OT} = \frac{1}{2p} \sqrt{\frac{N^2 K_t}{J_T}} = 0,95 Hz$$

Ces caractéristiques peuvent provoquer des situations dangereuses en particulier pour les systèmes à vitesse variable, où la fréquence de résonance peut être « excitée » dans des conditions de fonctionnement particulières.

Contrôles au niveau du générateur et transmission au réseau :

Système à vitesse fixe – Machine asynchrone à cage : MAS

La méthode de contrôle de puissance la plus simple au niveau de la turbine, le décrochage passif, nécessite une vitesse de rotation constante. Des systèmes éoliens se caractérisant par une vitesse de rotation pratiquement constante, indépendamment de la vitesse du vent, ont donc été développés. Ils mettent en œuvre des générateurs asynchrones tournant en hypersynchronisme à la vitesse $\Omega_{sync} \cdot (1-g)$, où g est le glissement de la machine ($g < 0$ dans ce cas). La variation reste très faible, puisque le glissement nominal d'une génératrice asynchrone de 1,5 MW est de l'ordre de 1%. Cette machine peut être représentée par un schéma équivalent (Figure 8).

Pour des raisons d'encombrement et de prix de revient, la machine standard est le plus souvent dimensionnée pour une vitesse nominale de 1500 tours/min, ce qui impose la présence d'un multiplicateur de vitesse avec un rapport élevé de 30 à 100 environ suivant les puissances.

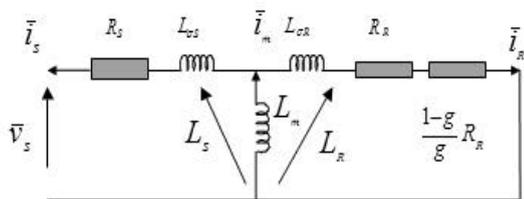


Figure 8 : Structure MAS

La structure mise en place est communément appelée le « concept danois ». Elle est présentée sur la Figure 9. Elle est particulièrement simple et robuste. On peut noter la présence du multiplicateur de vitesse entre la turbine et la génératrice et celle éventuelle d'un système de contrôle de l'angle de calage des pales.

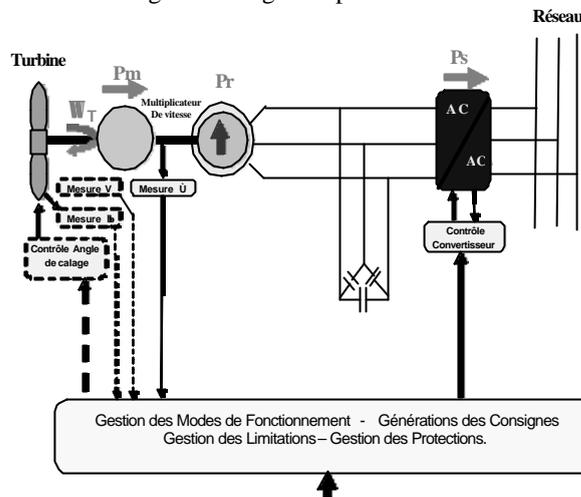


Figure 9 : Structure avec machine asynchrone à cage (MAS)

Dans ce cas-là, la connexion au réseau est qualifiée de directe. Elle l'est effectivement en fonctionnement normal. Pour limiter le fort appel de courant dû à la magnétisation brutale au moment du couplage, un convertisseur statique de type gradateur est mis en œuvre pour assurer un établissement progressif de la tension aux bornes de la machine. Il est ensuite court-circuité. La compensation de l'énergie réactive consommée pour le maintien de la magnétisation de la machine est assurée par une batterie de condensateurs.

Le Tableau 2 présente les caractéristiques de cette structure.

Avantages
<ul style="list-style-type: none"> • Machine standard robuste • Faible coût • Pas d'électronique de puissance
Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Puissance extraite non optimisée • Maintenance boîte de vitesse • Pas de contrôle de l'énergie réactive • Magnétisation de la machine imposée par le réseau

Tableau 2 : Avantages/inconvénients de la structure MAS

Systèmes à vitesse variable :

Les systèmes éoliens fonctionnant à vitesse de rotation variable [FEL 02] vont permettre d'optimiser les conditions de fonctionnement de la turbine. Différentes structures sont proposées.

- Variation de +10% au-delà de la vitesse de synchronisme – Machine asynchrone avec contrôle d'une résistance rotorique externe : (MASRe)

L'enroulement rotorique est triphasé et bobiné. Une résistance « contrôlée » à travers une interface d'électronique de puissance est « embarquée » sur le

rotor de la machine. Le contrôle de cette interface permet d'obtenir une résistance rotorique variable. Ceci a pour conséquence une possibilité de variation de vitesse de l'ordre de 10% au-delà de la vitesse de synchronisme, augmentant sensiblement l'énergie captée et réduisant l'influence des oscillations de puissances dues aux fluctuations de vitesse du vent.

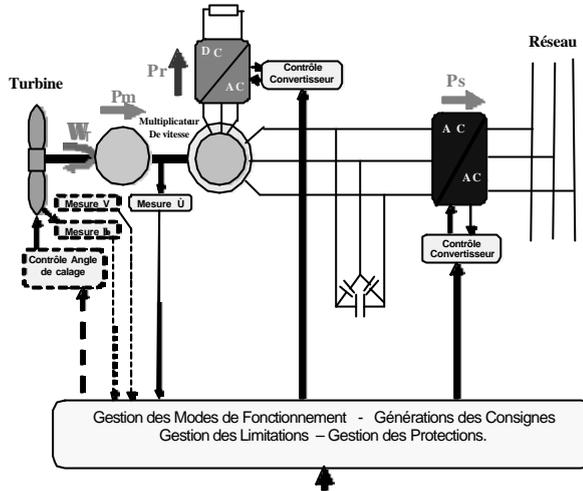


Figure 10 : structure MASRe

Le modèle de la machine est identique à celui de la machine à cage la résistance rotorique étant augmentée d'une résistance R_C , valeur de la résistance contrôlée ramenée au rotor.

Avantages
• Vitesse variable (0 à +10% v_{sync})
• Robuste
• Convertisseur EP de petite puissance
Inconvénients
• Puissance extraite non optimisée
• Maintenance boîte de vitesse
• Pas de contrôle de l'énergie réactive
• Magnétisation de la machine imposée par le réseau

Tableau 3 : Avantages/inconvénients de la structure MASRe

Cette structure conserve les mêmes inconvénients que la structure MAS. Elle est proposée uniquement par le constructeur danois VESTAS (système Optislip®) [VESTAS].

Le Tableau 3 présente les caractéristiques de cette solution.

- Variation de $\pm 30\%$ autour de la vitesse de synchronisme – Machine asynchrone à double alimentation : (MASDA)

Dans ce cas-là, le stator de la génératrice est directement couplé au réseau alors que l'enroulement rotorique triphasé bobiné avec bagues collectrices est connecté à ce même réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance et généralement d'un transformateur.

La machine asynchrone à rotor bobiné à double alimentation (MASDA) peut être représentée par le schéma équivalent (Figure 11) :

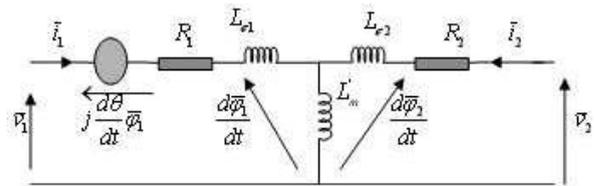


Figure 11: Schéma équivalent de la machine asynchrone à rotor bobiné à double alimentation ramené au rotor

La possibilité d'alimenter le rotor permet un fonctionnement avec un glissement bien plus élevé que dans les structures précédentes où la puissance rotorique ne pouvait qu'être dissipée : la machine peut fonctionner en génératrice aussi bien en hyposynchronisme qu'en hypersynchronisme si l'alimentation du rotor est réversible (Figure 12).

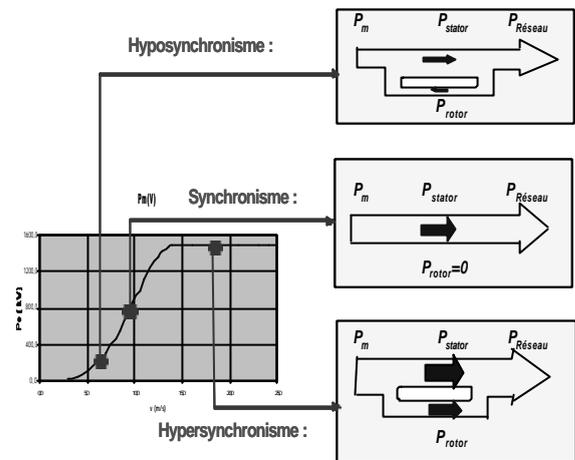


Figure 12 : Modes de fonctionnement d'un générateur asynchrone à double alimentation dans un système éolien

Pour la grande majorité des éoliennes proposées sur le marché, cette interface est constituée de deux onduleurs de tension à interrupteurs commandables à la fermeture et à l'ouverture (en général ce sont des IGBT) pouvant également fonctionner en mode redresseur.

La structure générale spécifique de contrôle d'une structure MASDA est présentée sur la Figure 13.

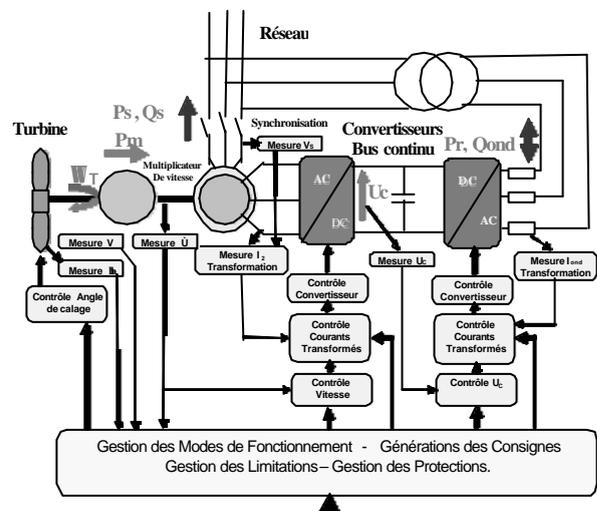


Figure 13 : Système de commande d'un générateur asynchrone à double alimentation

Cette structure est actuellement en fort développement chez plusieurs constructeurs d'éoliennes, parmi les principaux, présents sur le marché [GE], [VESTAS], [GAMESA], [NORDEX]. Ils l'ont généralement retenue pour leurs modèles haut de gamme et grande puissance.

L'absence de cage réduit l'amortissement des phénomènes électromagnétiques et électromécaniques et peut entraîner l'apparition d'oscillations des grandeurs magnétiques et électriques rotoriques.

La commande de l'onduleur côté rotor assure le contrôle de la puissance convertie. Il s'agit en fait de contrôler le couple du générateur afin d'obtenir la vitesse de rotation souhaitée. Les dynamiques des grandeurs électriques et mécaniques étant très différentes, il est avantageux de contrôler la machine par une structure générale en cascade avec des boucles imbriquées [PETE 03]. Le couple et le flux sont contrôlés par l'intermédiaire de boucles internes très rapides des courants transformés dans un référentiel tournant lié au flux statorique (commande vectorielle). La consigne de couple provient d'une boucle d'asservissement de vitesse externe plus lente. La consigne de vitesse peut être calculée à partir de la vitesse du vent pour obtenir un fonctionnement optimal aux faibles et moyennes vitesses du vent et pour obtenir un fonctionnement à vitesse de rotation constante (en général) aux fortes vitesses du vent lorsque la puissance captée est limitée.

<i>Avantages</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Fonctionnement à vitesse variable ($\pm 30\% \omega_{sync}$) • Puissance extraite optimisée • Electronique de puissance dimensionnée à 30% P_n • Machine standard • Connexion de la machine plus facile à gérer
<i>Inconvénients</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance boîte de vitesse • Prix de l'électronique de puissance • Contrôle-commande complexe

Tableau 4 : Avantages / inconvénients de la structure MASDA

La commande de l'onduleur côté réseau assure le transfert de la puissance rotorique, en contrôlant le niveau de la tension du bus continu à une valeur garantissant un fonctionnement correct de l'onduleur. Ce contrôle se fait par le contrôle du courant continu dans l'onduleur par l'intermédiaire des courants triphasés. Il est donc nécessaire d'insérer une inductance dans les lignes triphasées aux bornes de l'onduleur. Une modification dans le calcul des consignes de courants triphasés permet d'intégrer d'autres fonctions : fourniture de puissance réactive, filtrage actif [GUF 00]. La puissance réactive peut également être fournie par le stator. Le Tableau 4 présente les caractéristiques de cette structure.

-Variation théorique de 0 à 100% de la vitesse nominale de rotation – Machine synchrones à inducteur bobiné ou à aimants : (MS)

Différents types de machines synchrones peuvent être mis en œuvre dans cette structure. Actuellement ce

sont essentiellement des machines multipolaires spécifiques qui sont utilisées ce qui permet de supprimer (ou de réduire) le multiplicateur de vitesse [TOU 00], [BOH 03], [LIL 04]. Les constructeurs se tournent maintenant vers la machine synchrone à aimants de préférence à la machine avec inducteur bobiné. Comme la fréquence et l'amplitude de la tension délivrée par cette génératrice dépendent de sa vitesse de rotation, une interface d'électronique de puissance est intercalée avant la connexion au réseau.

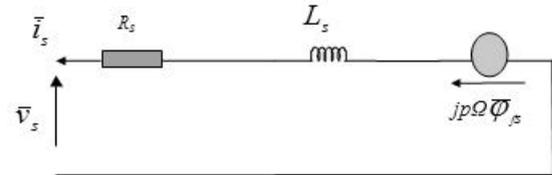


Figure 14 : Schéma équivalent simplifié d'une machine synchrone

Pour la grande majorité des éoliennes proposées sur le marché, l'interface est constituée de deux onduleurs de tension à interrupteurs commandables à la fermeture et à l'ouverture (en général ce sont des IGBT) pouvant également fonctionner en mode redresseur. Il n'existe donc aucun lien direct entre la génératrice et le réseau électrique.

Pour les machines synchrones à inducteur bobiné, le circuit d'excitation nécessite un autre convertisseur, ce qui entraîne un coût et des pertes supplémentaires.

Une machine synchrone à aimants permanents n'a pas de circuit extérieur d'excitation. Sa taille peut être réduite par l'utilisation d'un pas polaire plus faible. L'absence d'amortisseur provoque quelques problèmes de stabilité en cas de surcharges ou de transitoires.

La structure générale spécifique de contrôle d'une structure MS présentée sur la Figure 15. La commande de l'onduleur côté machine assure le contrôle de la puissance convertie. Le contrôle dynamique du couple (Autopilotage) de la machine par commande d'un convertisseur à MLI ne nécessite pas obligatoirement une structure de commande dans un référentiel tournant. Ce sont souvent les courants triphasés réels qui sont contrôlés.

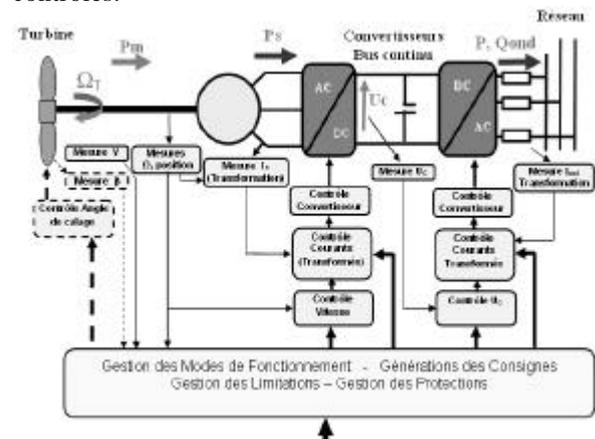


Figure 15 : Système de commande d'un générateur synchrone à aimants

La commande de l'onduleur côté réseau permet le contrôle du transfert de manière identique à celle de la structure MASDA. Un contrôle de la puissance réactive fournie au réseau pourra être présent à ce niveau dans cette structure. Le Tableau 5 présente ses caractéristiques.

<i>Avantages</i>
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse</i> • <i>Puissance extraite optimisée pour les vents faibles.</i> • <i>Connexion de la machine plus facile à gérer</i> • <i>Absence de boîte de vitesse</i>
<i>Inconvénients</i>
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Prix de l'EP et de la machine</i> • <i>Machine spécifique</i> • <i>Grand diamètre de la machine</i> • <i>EP dimensionnée à 100% de P_n</i>

Tableau 5 : Avantages/inconvénients de la structure MS

Il existe de nombreuses ressemblances pour les deux structures à vitesse variable en ce qui concerne le contrôle et la gestion. Elles concernent les différentes boucles de régulation (contrôle des courants, contrôle de la tension du bus continu, contrôle de la vitesse de la génératrice, contrôle de la puissance réactive échangée avec le réseau) et le système de supervision (gestion du démarrage et de l'arrêt, gestion des références en fonction du vent).

4 Comparaison des structures

Il existe peu de documents et peu d'informations délivrés par les constructeurs permettant d'établir une comparaison technologique précise des différentes structures de générateurs éoliens proposées sur le marché [LAV 02]. Les rendements pour les différents systèmes éoliens varient très peu avec le type de machine utilisé [HAU 00] la différence se faisant essentiellement selon l'utilisation ou non d'électronique de puissance. Cependant, la présence de convertisseurs d'électronique de puissance couplés au réseau permet d'envisager des fonctions complémentaires comme la production de puissance réactive ou le filtrage actif.

Le système avec Machine Asynchrone à Double Alimentation utilise une machine relativement standard et les convertisseurs connectés au rotor sont dimensionnés en général pour le tiers de la puissance de la machine, ce qui divise pratiquement leur prix par 3 par rapport à des convertisseurs dimensionnés pour la puissance nominale. Le nombre de paires de pôles réduit (2 à 3 généralement) impose la présence d'un multiplicateur de vitesse de fort rapport. Le principal inconvénient de cette solution est le coût et l'entretien régulier de ce multiplicateur ainsi que la relative fragilité et la maintenance nécessaire de la structure d'alimentation du rotor bobiné par bagues et balais.

Pour les systèmes à entraînement direct avec Machine Synchrone, la situation actuelle montre encore une su-

prématie de la machine à enroulement inducteur permettant un bon réglage de la tension et une possibilité d'exploitation avec un simple redresseur à diodes [ENERCON]. Cependant une conséquence de ce choix est le fort diamètre des machines (de l'ordre de 4m à 6m pour 1,5 MW, 10m pour 4,5 MW) dû au grand nombre de pôles et à la taille minimale de ceux-ci.

Cette situation est en cours d'évolution avec la présence et le développement de plusieurs solutions avec Machines Synchrones à aimants déjà en exploitation ou en cours de développement avancé (JEUMONT INDUSTRIE, MITSUBISHI, WINWIND, consortium ZEPHYROS avec ABB). Les principaux avantages de la solution avec Machine à aimants est une plus forte densité de flux sous les pôles permettant de réaliser une machine plus compacte, avec moins de pertes, avec un système de refroidissement plus réduit et la possibilité de réaliser une machine totalement fermée.

5 Intégration des générateurs éoliens dans les réseaux

Impacts généraux de la production décentralisée

De nombreux travaux ont déjà été réalisés pour caractériser les impacts de la production décentralisée sur le réseau HTA, dans le cas où cette production est connectée sur ce niveau de tension [CAN 00], ou au réseau BT [CAI 04]. Ces derniers ont montré qu'un critère important était le respect du plan de tension, pour avoir à terme une capacité d'accueil de la production décentralisée plus importante. Ce résultat est valable pour la production éolienne même s'il faut de plus prendre en compte son caractère particulier et les impacts spécifiques qu'elle engendre, comme le problème de la connexion au réseau pour la structure à vitesse constante ou celui du « Flicker ».

Les réseaux de distribution sont le siège de différents types de défauts caractérisés par leur forme et leur durée (défauts triphasés, biphasés, monophasés). Leurs effets ont des conséquences de plusieurs types : thermiques (échauffement des conducteurs), chutes de tension, instabilités de machines. Lorsqu'on connecte à un poste source une nouvelle production ou qu'on remplace un gros moyen de production par une production plus distribuée, on modifie la forme de l'onde de court-circuit, et donc son amplitude crête. Par ailleurs certains moyens de production n'ont pas de puissance de court-circuit, et ont donc un comportement différent des moyens classiques. Le plan de protection du réseau peut ne plus fonctionner.

Dans le cas des réseaux insulaires, les problèmes cités précédemment sont accentués. Ces réseaux présentent une puissance de court-circuit plus faible que celle des réseaux métropolitains : les creux de tension s'y « propagent » donc de façon plus importante.

Comportement sur creux de tension

Les parcs éoliens sont assujettis à de nouvelles exigences techniques comme assurer la continuité de fourniture d'énergie électrique ou tout au moins être apte à reprendre cette fourniture dès la disparition du défaut.

Des solutions sont donc mises en place ou à l'étude pour permettre aux générateurs éoliens de « tenir » face à un creux de tension (« Ride through capabilities ») [LAV 04].

Trois conditions sont nécessaires pour satisfaire cette contrainte:

- L'état magnétique de la machine doit être contrôlé.
- La vitesse de la turbine doit rester dans une plage acceptable.
- La tension du bus continu doit rester à sa valeur nominale (pour les structures à vitesse variable) afin de garder opérationnels les convertisseurs.

Pour étudier la tenue aux creux de tension, des gabarits de tension que doivent supporter les éoliennes ont été définis tel que celui imposé par l'opérateur de réseau allemand EON (Figure 16). Dans le présent document, une comparaison des tenues face à un tel défaut des trois principaux types de structure est effectuée à partir des résultats d'études en simulation effectuées avec le logiciel MATLAB-SIMULINK mettant en œuvre des modèles élaborés au laboratoire. Une analyse est faite pour chaque cas et un bilan est dressé.

Dans chaque simulation la vitesse du vent est supposée constante et égale à 15 m/s, la puissance captée par la turbine est égale à $P_n = 660 \text{ kW}$ et l'on considère qu'aucune protection n'est active afin de laisser le système évoluer en fonction de ses propres capacités.

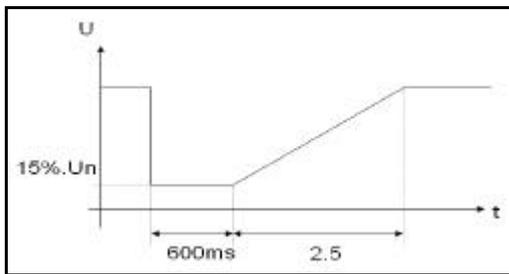


Figure 16 : Exemple de gabarit de creux de tension retenu pour les études

Structure avec machine asynchrone à cage (MAS)

Cette structure ne présente intrinsèquement aucune possibilité d'action en cas de défaut. Seule une action sur l'angle de calage des pales peut être envisagée à condition que la technologie des actionneurs autorise une action rapide et forte (variation de l'angle de $10^\circ/\text{s}$). Les résultats d'une simulation sont présentés sur la Figure 17.

On peut constater que l'augmentation de la vitesse W_G est limitée par la rotation rapide des pales dès la détection du creux de tension (action sur β) qui est dans ce cas la seule action qui puisse être envisagée. Le dépassement de la vitesse est accentué par les oscillations à la fréquence f_{OG} dues à « l'élasticité » de la transmission. Les courants statoriques (I_S) sont importants ($\approx 3I_{Sn}$) à l'instant du défaut puis au moment du début de la re-magnétisation de la machine mise en évidence par l'augmentation de la puissance réactive absorbée (Q_S). Le rétablissement du couple C_G au moment de la remon-

tée progressive de la tension facilite le rétablissement de la vitesse. Il faut noter que ce rétablissement progressif de la tension rend la re-magnétisation moins brutale. Le couple de la machine C_G et la puissance délivrée au réseau P_S sont fortement perturbés et les oscillations faiblement amorties subsistent longtemps après le défaut. Il est clair que les valeurs atteintes par la vitesse W_G et les courants I_S pourraient éventuellement provoquer l'intervention de protections.

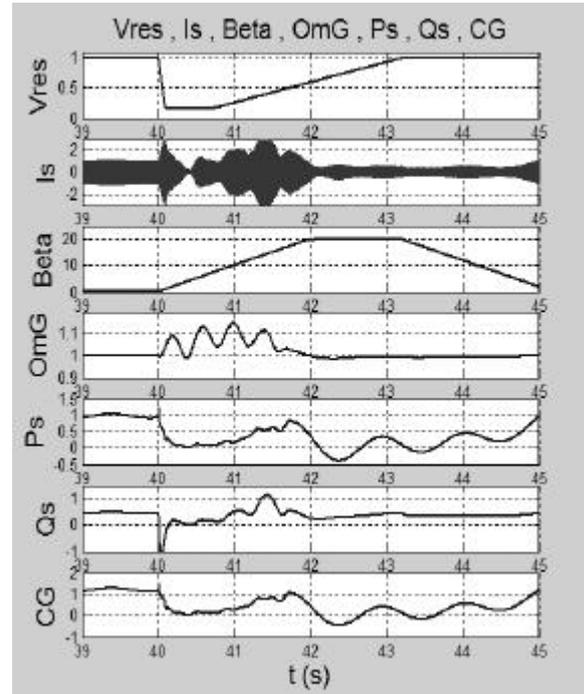


Figure 17 : Comportement de la structure avec machine asynchrone à cage pendant le creux de tension (grandeurs en p.u.)

Structure avec machine asynchrone à double alimentation (MASDA)

La présence d'une commande permet de mettre en place des procédures spécifiques en cas de défaut.

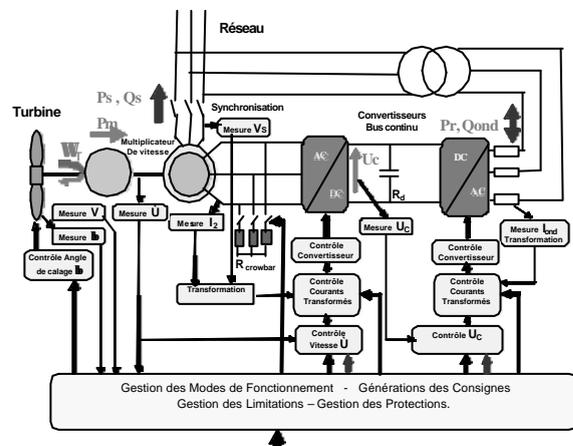


Figure 18 : Modification de la structure pour faciliter la tenue pendant le défaut

La procédure mise en oeuvre actuellement est la suivante à la détection du défaut [DIT 03], [PER 04], [MAR 04], [NII 04]:

- Déconnexion du stator.
- Blocage du convertisseur côté rotor.
- Fermeture du rotor sur des résistances de charge (circuit « Crow bar»). La conséquence est une démagnétisation de la machine.

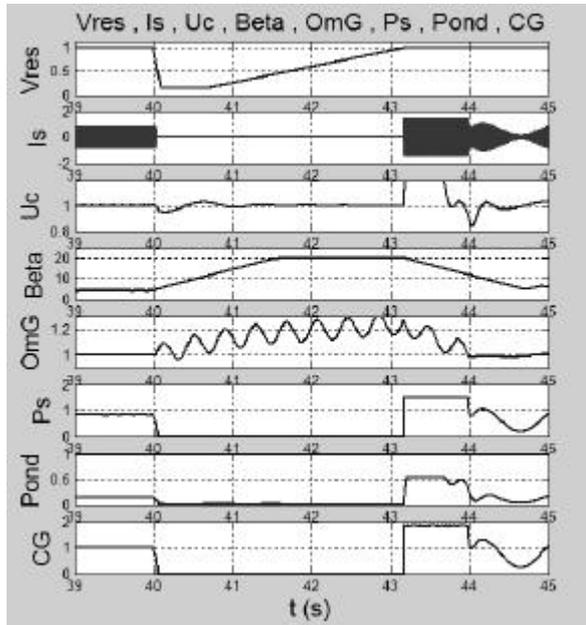


Figure 19 : Comportement de la structure avec machine asynchrone à double alimentation pendant le creux de tension (grandeurs en p.u.)

- Ouverture du rotor et remise en service du convertisseur côté rotor; l'objectif est de re-magnétiser progressivement la machine.
- Synchronisation et re-connexion du stator dès la disparition du défaut.
- Le convertisseur côté réseau reste connecté et travaille en limitation de courant.

Les résultats d'une simulation sont présentés sur la Figure 19. La machine fonctionne en hypersynchronisme.

On peut constater l'augmentation de la vitesse ω_G limitée par la rotation rapide des pales dès la détection du creux de tension (action sur **b**). Le dépassement de la vitesse provoqué par l'absence de couple machine ($C_G = 0$) est accentué par les oscillations à la fréquence f_{OG} dues à « l'élasticité » de la transmission. Les courants statoriques (I_s) sont limités ($\approx 3I_{sn}$) à l'instant du défaut et après la re-connexion du stator où la commande impose un couple C_G important pour ramener la vitesse à la bonne valeur. La puissance P_{Ond} délivrée par l'onduleur côté réseau est très réduite jusqu'à la disparition du défaut. L'établissement d'un couple C_G important après le défaut provoque une augmentation du transfert de

puissance par le rotor qui entraîne une montée brutale de la tension du bus continu U_C que la commande annule rapidement. Le couple de la machine C_G et les puissances délivrées au réseau P_s et P_{ond} sont fortement perturbés juste après le défaut mais les commandes réduisent très rapidement les oscillations. Il est clair que les valeurs atteintes par la vitesse ω_G et la tension U_C pourraient éventuellement provoquer l'intervention de protections.

Structure avec machine synchrone à aimants (MS)

La présence d'une commande permet là aussi de mettre en place des procédures spécifiques en cas de défaut. La procédure mise en oeuvre actuellement est la suivante à la détection du défaut :

- Insertion d'une résistance de charge R_d sur le bus continu (Figure 20).
- Transfert du contrôle de la tension U_C du bus continu à un convertisseur hacheur qui gère l'insertion de cette résistance.
- Le convertisseur coté réseau reste connecté et travaille en limitation de courant.

La machine et son convertisseur redresseur se trouvent donc « découplés » du réseau, la tension du bus continu étant indépendante de la puissance délivrée par l'onduleur. Sa vitesse ω_G n'est pas affectée puisque la puissance convertie peut être dissipée dans la résistance R_d .

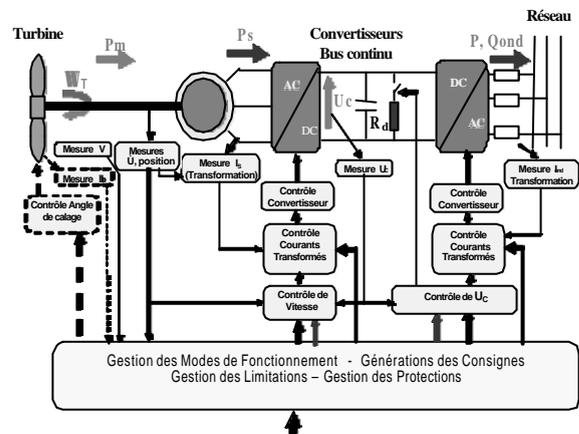


Figure 20 : Modification de la structure pour faciliter la tenue pendant le défaut

Les résultats d'une simulation sont présentés sur la Figure 21. On peut constater que la tension du bus continu U_C est maintenue proche de sa valeur de consigne. La puissance P_{Res} délivrée au réseau est limitée pendant le défaut et l'excédent de puissance convertie P_{Bus} est dissipé dans la résistance R_d . Le couple de la machine C_G et la puissance délivrée au réseau P_{Res} ne sont pas perturbés après le défaut. Aucune variation de grandeur n'est susceptible de provoquer l'intervention de protections.

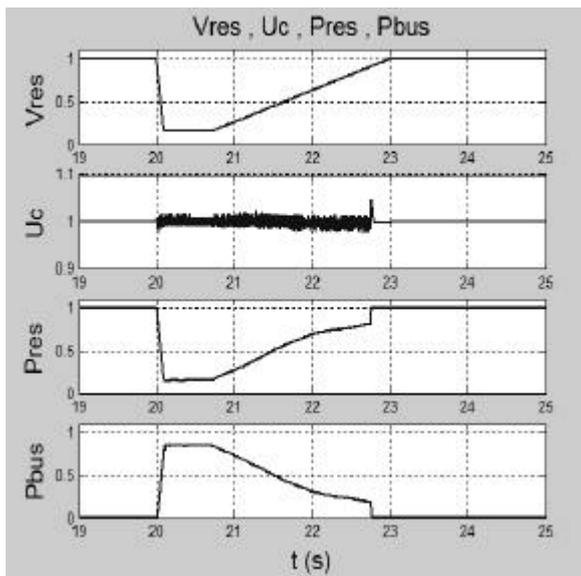


Figure 21 : Comportement de la structure avec machine asynchrone à cage pendant le creux de tension (grandeurs en p.u.)

6 Conclusion – Bilan

Les turbines éoliennes permettent la conversion de l'énergie du vent en énergie électrique. Plusieurs concepts existent : quatre sont actuellement sur le marché. Le plus simple d'entre eux (structure MAS) a permis l'essor de cette activité depuis les années 80. Cependant, cette technologie ne répond plus aux critères imposés par les nouvelles exigences de raccordement de plus en plus sévères, surtout en ce qui concerne la tenue aux creux de tension. L'avènement de l'électronique de puissance a permis le développement de nouvelles structures, dites à vitesse variable, qui sont susceptibles, malgré un surcoût de répondre à ce nouveau cahier des charges.

La structure à base de machine synchrone grâce au total découplage de la machine et du réseau garantit un meilleur comportement vis-à-vis de perturbations affectant l'une ou l'autre puisqu'elles peuvent ne pas être transmises par la structure avec un contrôle correct au niveau du bus continu. Une interconnexion entre éoliennes de ce type est également envisageable au niveau de ce bus continu.

7 Bibliographie

Articles :

- [BEL 03] R. Belhomme, AM. NDiaye, P. Juston, P. Bousseau, E. Gautier : "Grid impact of different technologies of wind turbine generator systems (WTGS)", Conference EWEC 2003, Madrid 16-19 juin 2003
- [BOH 03] G. Bohmeke: "Development and operational experience of the wind energy converter WWD-1", EWEC 2003 Conference, Madrid, juin 2003
- [BUD 00] M. Budinger, D. Leray, Y. Deblezer : "Eoliennes et vitesse variable",

La Revue 3EI N°20, mars 2000

[CAI 04] R. Caire : "Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution", thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, avril 2004

[CAN 00] JF. Canard : "Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution", thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, décembre 2000

[DIT 03] A. Dittrich : "Grid Voltage Fault Proof Doubly Fed Induction Generator System", EPE 03, Toulouse 2003

[FEL 02] G. Feld, M. Lavabre : "Conversion d'énergie à partir d'une éolienne en vitesse variable", La Revue 3EI N°31, décembre 2002

[GUF 00] S. Guffon : "Modélisation et commandes à structure variable de Filtres Actifs de Puissance", thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, juillet 2000

[HAU 00] E. Hau : "Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics", Ed Springer, 2000

[LAV 02] N. Laverdure, S. Bacha, D. Roye, B. Raison, F. Dumas : "Elements of modelling of wind power systems with energy management – two structures in comparison", IECON02 Seville, 2002

[LAV 04] N. Laverdure, D. Roye, S. Bacha, R. Belhomme : "Mitigation of voltage dips effects on wind generators", Conference EWEC 2004, Londres 22-25 novembre 2004

[LED 01] P. Ledesma : "Análisis dinámico de sistemas eléctricos con generación eólica", Thèse de doctorat de l'Université de Leganes, Espagne, 2001

[LIL 04] M. Lilja, I. Rissanen : "Multibrid low speed synchronous generator with frequency converter", NWPC 2004, Goteborg, mars 2004

[MAR 04] I. Marvik, T. Blorgum, B. Inaess, T. Undeland, T. Gjengedal : "Control of a Wind Turbine with a Doubly Fed Induction Generator after Transient Failures", Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (NORPIE 04), Trondheim 14-16 juin 2004

[MUL 98] B. Multon : "L'énergie sur la terre : ressources et consommation. Place de l'énergie électrique", La Revue 3EI N°14, septembre 1998

[NII 04] J. Niiranen : "Voltage Dip Ride Through of a Doubly-Fed Generator Equipped with an Active Crowbar", Nordic Wind Power Conference, Chalmers University of Technology, 1-2 March 2004

[PER 04] A. Perdana, O. Carlson, J. Personn : "Dynamic Response of Grid-Connected Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator during Disturbances", Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (NORPIE 04), Trondheim 14-16 juin 2004

[PETE 03] A.Petersonn : "Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines", Department of Electric Power Engineering Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden 2003

[PETR 03] T.Petru : "Modeling of Wind Turbines for Power System Studies", Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden 2003

[SAL 03] SK. Salman, AL. Teo : "Windmill Modeling Consideration and Factors Influencing the Stability of a Grid-Connected Wind Power-Based Embedded Generator", IEE Transactions on Power Systems, Vol 18, N°2, May 2003

[TOU 00] A. Tounzi : "Utilisation de l'énergie éolienne dans la production de l'électricité", La Revue 3EI N°20, mars 2000

[ROD 00] - J.L.Rodriguez Amenado : "Análisis Dinámico y Diseño del Sistema de Control de Aeroturbinas de Velocidad Variable con Generador Asíncrono de Doble Alimentación", Tesis Doctoral, Madrid 2000

Sites constructeurs et Documentation:

[ENERCON] Documentation : www.enercon.de

[GAMESA] Documentation : www.gamesa.es

[GE] Documentation : www.gepower.com

[IDS] Documentation IDS : " Converter Systems for Variable Speed Windpower Plants from 600kW to 2500kW": www.idsag.ch

[JEUMONT] Documentation :

www.jeumont-framatome.com

[MITSUBISHI] Documentation : www.mhi.co.jp

[NORDEX] Documentation : www.nordex-online.com

[VESTAS] Documentation VESTAS : www.vestas.com

[WINWIND] Documentation WINWIND : www.winwind.fi

[ZEPHYROS] Documentation : www.zephyros.com

8 Annexe

TABLE DES SYMBOLES

Turbine, Pales :

Paramètres :

- R_T : Rayon de la turbine.
- S_b : Aire balayée par la turbine.
- C_p : Coefficient de puissance.

Variables :

- \mathbf{r} : Densité volumique de l'air.

V : Vitesse du vent incident au moyeu de la turbine.

\mathbf{b} : Angle de calage des pales de la turbine.

\mathbf{I} : Rapport de vitesse de la turbine.

\dot{U}_T : Vitesse de rotation de la turbine.

P_T : Puissance captée par la turbine.

Système mécanique:

Paramètres :

N : Rapport de multiplication de vitesse.

D_e : Coefficient de frottement de la transmission « ramené » à l'arbre rapide.

K_t : Coefficient de raideur de la transmission « ramené » à l'arbre rapide.

J_T : Moment d'inertie de la turbine.

D_T : Coefficient de frottement arbre lent.

J_G : Moment d'inertie de la machine.

D_G : Coefficient de frottement arbre rapide.

Variables :

C_T : Couple de la turbine.

C_{tors} : Couple de torsion.

C_G : Couple de la machine.

\mathbf{q}_T : Position angulaire de l'arbre lent.

\mathbf{q}_G : Position angulaire de l'arbre rapide.

VALEURS DES PARAMETRES

Turbine, Pales et système mécanique:

$J_T = 222963 \text{ kg.m}^2$, $D_T = 743,21 \text{ N.m.s}$, $N = 52,63$

$K_T = 2854 \text{ N.m/rd}$ ramené coté arbre rapide

$D_e = 0 \text{ N.m.s}$

$J_G = 12,68 \text{ kg.m}^2$ pour les machines asynchrones

$D_G = 0,2675 \text{ N.m.s}$ pour les machines asynchrones

$J_G = 3800 \text{ kg.m}^2$ pour la machine synchrone à entraînement direct

$D_G = 3,0 \text{ N.m.s}$ pour la machine synchrone à entraînement direct

Machines asynchrones:

$P_n = 660 \text{ kW}$. $p = 2$

$m = 2,404$ rapport de transformation

$R_S = 0,00690 \Omega$. $R_R = 0,00610 \Omega$

$L_R = 0,00684 \text{ H}$. $L_S = 0,00678 \text{ H}$. $L_m = 0,00668 \text{ H}$.

Machine synchrone :

$P_n = 660 \text{ kW}$. $p = 64$ $R_S = 0,01 \Omega$.

$L_d = L_q = L_S = 0,0012 \text{ H}$, $K_{fem} = 2,57 \text{ V} \cdot \text{s}$

Cogénération des machines thermiques Application aux moteurs à combustion interne

Georges DESCOMBES et Laurent PREVOND

Conservatoire national des arts et métiers 292, rue saint Martin 75141 Paris cedex 03

mél : georges.descombes@cnam.fr ; prevond@cnam.fr

Résumé : Le contexte énergétique et environnemental impose à l'ingénieur d'optimiser sans relâche les rendements des moteurs thermiques et de réduire de manière drastique leurs sources de nuisances. Le concept de valorisation des rejets thermiques constitue un élément efficace de réponse au double objectif d'économie d'énergie des combustibles fossiles et de dépollution simultanée de l'environnement. Le concept de récupération des flux rejetés sur les circuits d'échappement et de refroidissement du moteur permet en effet de cumuler au rendement du moteur le rendement thermique de l'installation cogénérée. Ceci se traduit par une enveloppe élevée d'efficacité globale de l'unité de puissance et ces procédés contribuent à répondre à l'objectif de réduction de l'effet de serre qui constitue désormais un phénomène de santé publique.

1. Introduction

Cet article présente le concept global de la cogénération des machines thermiques et l'applique ensuite plus particulièrement aux moteurs thermiques à combustion interne. Ces moteurs sont actuellement les plus utilisés dans cette application. La cogénération est bien évidemment applicable à d'autres machines tels que les turbines à gaz, moteur Stirling et les piles à combustible par exemple.

Les moteurs thermiques sont des systèmes en contact avec une source et un puits dont les températures sont respectivement T et T_0 (figure 1).

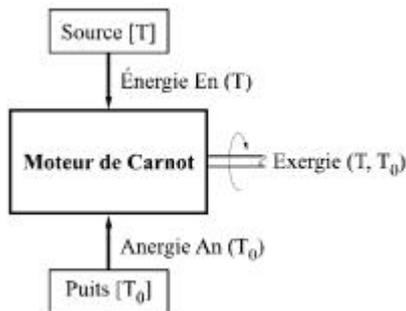


Figure 1 : concept de conversion d'énergie

L'exergie est la part mécanisable de l'énergie thermique. L'anergie est la part de l'énergie thermique non mécanisable.

Carnot a imaginé un cycle théorique selon lequel l'énergie thermique E_n serait prélevée de manière isothermique à la source émettrice. L'exergie $E_x(T, T_0)$ associée au niveau de température T correspond à la fraction maximale de l'énergie thermique E_n convertible en travail mécanique (1).

$$E_x = E_n \left[1 - \frac{T_0}{T} \right] \quad (1)$$

Ce cycle rejette une anergie $A_n(T_0)$ qui représente l'énergie thermique rejetée à l'extérieur de manière également isothermique (2).

$$A_n = E_n \frac{T_0}{T} \quad (2)$$

Le rendement de ce cycle constitue un majorant en terme de rendement maximal d'un moteur thermique (3).

$$h_c = 1 - \frac{T_0}{T} \quad (3)$$

Le cycle de Carnot qui est constitué de transferts isothermes de chaleur n'est évidemment pas réalisable. Les évolutions qui modélisent le cycle des moteurs thermiques comportent entre autres des irréversibilités thermiques qui pénalisent le rendement par suite des gradients de température qui sont indispensables à un transfert d'énergie. Parmi les cycles qui modélisent la thermodynamique théorique des machines thermiques, on rencontre le cycle de Joule, de Beau de Rochas et Diesel. Une modélisation plus réaliste est un cycle mixte qui comporte un apport de chaleur à volume constant suivi d'un apport de chaleur à pression constante concernant les moteurs à allumage commandé et par compression. La production d'énergie mécanique d'un moteur est par ailleurs caractérisée par de nombreuses sources d'irréversibilités qui pénalisent l'efficacité de la transformation. Les sources d'irréversibilités sont principalement d'origine thermique (transferts de chaleur), mécanique (frottements), thermo-chimique (réaction de combustion), aérodynamique (transferts de quantité de mouvement). Elles se traduisent toutes par une réduction systématique du travail mécanique produit

et par une augmentation équivalente de la quantité de chaleur restituée à l'atmosphère. Ces irréversibilités minorent de manière marquée le rendement ζ du moteur exprimé selon la relation (4) où W_{arbre} identifie l'énergie mécanique produite en régime stationnaire, $W_{chimique}$ l'énergie chimique du carburant.

$$h = \frac{W_{arbre}}{W_{chimique}} \quad (4)$$

2. Concept de récupération d'énergie

Les sources de déperdition d'énergie dans un moteur thermique concernent le circuit d'échappement, les circuits de refroidissement et les transferts de chaleur par rayonnement et convection avec l'extérieur (figure 2).

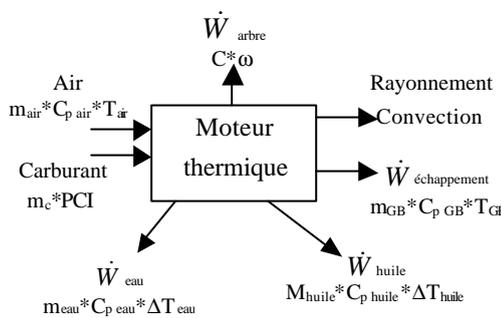


Figure 2 : Schéma de conversion d'énergie dans un moteur à combustion interne.

Le bilan d'énergie d'un moteur dépend de son domaine d'utilisation, ce qui veut dire que le bilan d'un moteur industriel sera différent de celui d'un moteur d'automobile.

L'analyse du bilan énergétique d'un moteur à aspiration naturelle d'automobile montre qu'environ 70% de l'énergie chimique du carburant est évacuée sous la forme de rejets thermiques (figure 3).

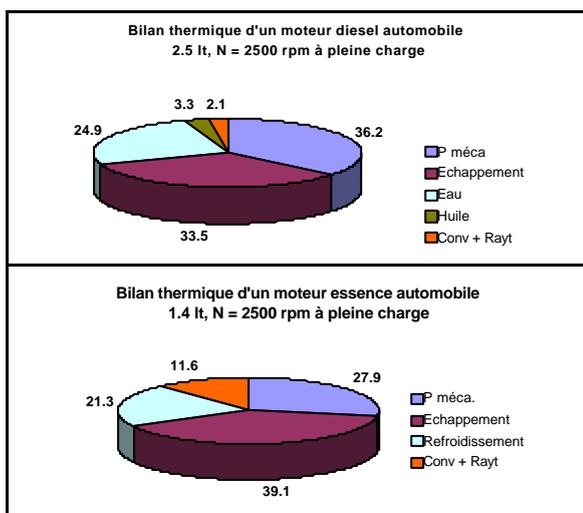


Figure 3 : Bilan d'énergie d'un moteur d'automobile, diesel et essence

Il est donc naturel d'imaginer des dispositifs qui visent à récupérer une partie au moins de cette énergie thermique à l'échappement du moteur et sur ses circuits de refroidissement.

Un exemple évident de récupération d'énergie thermique prélevée sur le circuit de refroidissement du moteur concerne la production de chaleur nécessaire au chauffage de l'habitacle d'un véhicule automobile et au confort de ses utilisateurs.

Par ailleurs, le concept de suralimentation par turbocompresseur constitue une pratique désormais éprouvée et reconnue dans l'augmentation substantielle des performances d'un moteur à pistons. Une autre voie de développement consiste en la récupération directe de l'énergie des gaz d'échappement en énergie électrique en entraînant un alternateur directement par la turbine de compresseur.[SIA 2004].

Le concept de cogénération d'un moteur à combustion interne est, quant à lui, basé sur la production simultanée d'énergie mécanique et d'énergie thermique de l'unité cogénérée. Le fait de valoriser sous forme thermique la fraction non convertie en énergie mécanique permet de tirer le meilleur parti du combustible utilisé et d'atteindre une efficacité énergétique optimale. Ceci se traduit par une économie substantielle de la consommation d'énergie primaire en combustible fossile et réduit en parallèle les émissions nocives rejetées à l'atmosphère. Il convient d'établir en premier lieu le bilan thermique détaillé du moteur afin de connaître la répartition d'énergie évacuée sur les différents postes à l'échappement et sur les circuits de refroidissements d'eau, d'air et d'huile du moteur. Les niveaux de températures permettent de chiffrer simultanément la valeur exergétique des flux thermiques associés. La figure 4 illustre la répartition des rejets thermiques d'un moteur industriel à poste fixe au point nominal de fonctionnement dont le niveau de puissance est de l'ordre du MW.

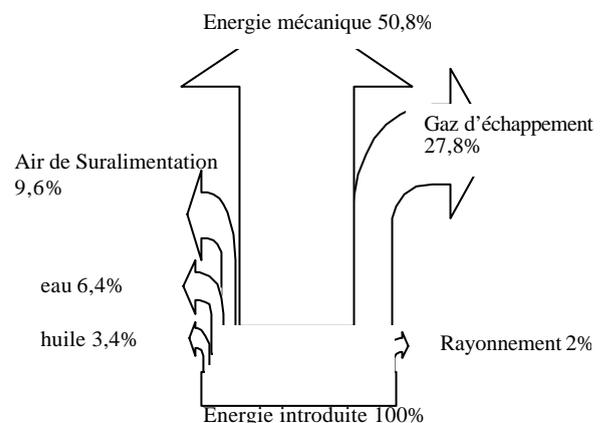


Figure 4 : Bilan thermique d'un moteur industriel de centrale électrique

La figure 5 dresse le bilan thermique comparé de trois moteurs industriels distincts où l'on exprime les pertes thermiques sous la forme de puissance évacuée par cylindre. La figure 6 reflète les niveaux associés de température sur les circuits d'échappement et de refroidissement d'eau, d'air de suralimentation et d'huile.

Type de moteur	[1]	[2]	[3]
$W_{m\acute{e}canique}$	325	615	1326
$W_{\acute{e}chappement}$	260	430	950
$W_{eau\ haute\ temp\acute{e}rature}$	45	110	195
$HT\ 1er\ \acute{e}tage$		90	170
$W_{r\acute{e}frig\acute{e}rant\ d'air}$	100	180	335
$BT\ 2\acute{e}me\ \acute{e}tage$		90	165
W_{huile}	40	55	90

Figure 5 : Bilan thermique comparé de moteurs exprimé sous forme de puissance en kW par cylindre

Type de moteur	[1]	[2]	[3]
Echappement	400	350	360
Eau haute température	95	90	85
1^{er} étage réfrigérant d'air	190	185	175
2^{ème} étage	45	45	45
Huile	80	60	60

Figure 6 : Bilan thermique de moteurs exprimé sous forme de niveau comparé de température en °C

3. Valorisation des rejets thermiques

Les rejets thermiques peuvent être valorisés de différentes manières et à différents niveaux de la conversion d'énergie. Il est possible de récupérer de l'énergie au niveau de l'échappement ou au niveau du circuit de refroidissement pouvant comprendre plusieurs circuits (figure 7).

L'énergie obtenue peut alors être utilisée sous forme d'eau chaude, de vapeur, mais aussi d'air chaud. Il est alors possible d'utiliser directement ces nouvelles sources de chaleur ou s'en servir pour de la génération d'électricité ou encore dans l'alimentation de moteur à combustion externe (basse température).

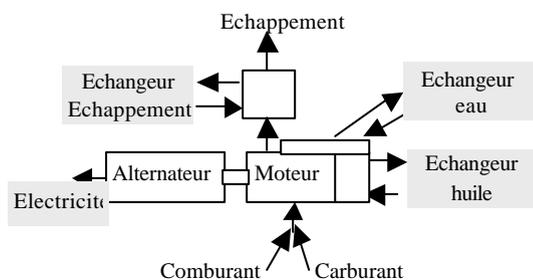


Figure 7 : schéma de principe de cogénération d'un moteur thermique

3.1. Récupération sur le circuit d'échappement

L'utilisation de la chaleur prélevée sur les gaz d'échappement peut avoir des applications multiples. Elle peut être utilisée pour la production de froid au moyen d'un cycle de Rankine dans l'application aux véhicules de transport de produits alimentaires réfrigérés dans des blocs isothermes. Les gaz d'échappement constituent également une source de chaleur destinée entre autres à la production d'eau chaude et de vapeur par l'intermédiaire d'une chaudière de récupération. On observe toutefois que le générateur de vapeur ne doit introduire qu'une perte de charge modérée à l'échappement et dans le cas de moteurs Diesel de centrales électriques par exemple, les performances sont le plus souvent établies pour un niveau maximal de contre-pression de l'ordre de 250 mm d'eau. Les gaz d'échappement sont dans une moindre mesure utilisés pour la production d'air chaud destiné par exemple au séchage de stations de lavage par l'intermédiaire d'échangeurs ou de mélangeurs. Ils peuvent être également employés comme comburant lorsque la teneur en oxygène est suffisante dans le cas des moteurs suralimentés à fort balayage où il est alors possible de réaliser une post-combustion.

3.2. Récupération sur les circuits de refroidissement

Le système de refroidissement d'un moteur industriel comporte généralement trois circuits principaux. Le fluide du circuit haute température est constitué par l'eau de refroidissement du moteur et les fluides des circuits basse température concernent l'eau des réfrigérants d'air de suralimentation et d'huile de graissage. Le circuit d'eau à haute température, pressurisé ou non, est destiné à la réfrigération de l'ensemble chemise, culasse et turbocompresseur. Cette source d'énergie permet la production d'eau chaude et de vapeur basse pression et peut être réalisée au moyen d'un échangeur eau-eau. Le circuit d'eau à basse température concerne le refroidissement de l'huile de graissage et de l'air de suralimentation à la sortie du compresseur dans le cas usuel d'un moteur suralimenté industriel à poste fixe. Cette source de récupération destinée à la production d'eau chaude, mais aussi d'air chaud, peut également servir au réchauffage du cycle de récupération de l'eau du moteur pour la production de vapeur basse pression.

3.3. Contraintes de récupération

On observe donc que si une part prépondérante de l'énergie dissipée dans les circuits d'eau et d'huile est potentiellement récupérable au rendement près des échangeurs, il n'en est pas de même de l'énergie contenue dans les gaz d'échappement. Les températures des gaz d'échappement ne sont en effet guère abaissées en dessous de 150°C afin de limiter les phénomènes de condensation dans les échangeurs. De plus, les moteurs Diesel industriels acceptent des fiouls dont la teneur en soufre peut dépasser 2% et la concentration maximale en vapeur sulfurique des gaz d'échappement impose une limite basse de température.

4. Exemples comparés d'application

Avec l'énergie récupérée, il est possible de produire de la chaleur (eau chaude, vapeur d'eau, air chaud), du froid et de l'énergie mécanique additionnelle (production d'électricité, suralimentation par turbocompresseur). La cogénération qui signifie la production combinée de l'énergie thermique et mécanique (utilisée souvent pour produire de l'énergie électrique) à partir d'une même source d'énergie permet d'exploiter au maximum le potentiel énergétique du combustible donc de réduire les émissions de CO₂. La production frigorifique par valorisation de la chaleur d'une cogénération est appelée la trigénération. Ce processus peut être réalisée à l'aide des groupes à absorption ou par une machine à compression. L'utilisation des groupes à compression est basée sur la compression électrique d'un fluide frigorigène, le compresseur étant alimenté par l'électricité produite par la cogénération. La figure 8 illustre l'exemple de quatre installations en Europe dont l'une est une unité de trigénération qui produit simultanément de l'énergie thermique (eau chaude), de l'énergie mécanique (électricité) et du froid (eau glacée).

Production d'énergie	Puissance développée	Rendement
électricité + eau chaude 2 moteurs Diesel 18 cylindres-Suède	Puissance électrique 38,5 MW	80% 36% électrique 44% thermique
électricité + vapeur Diesel 10 cylindres-Grande Bretagne	Puissance électrique 3,5 MW	72% sans post-combustion 85% avec post-combustion
électricité + eau chaude + vapeur Diesel 18 cylindres-Allemagne	Puissance électrique = 7700 kW Réduction de consommation de fioul de 40% par rapport à une installation non cogénérée	89% 43% électricité 46% récupération d'énergie thermique
électricité + eau chaude + eau glacée 2 moteurs Diesel-France	Energie introduite 11300 kW (gaz naturel) Puissance électrique 4000 kW (35,5%) Eau chaude à 95°C 2900 kW (25,5% des rejets) Eau glacée à 6°C 2100 kW (18,5% des rejets) Total énergie produite 9000 kW (80%)	80%

Figure 8 : Exemples de performances d'unités cogénérées de production d'énergie

On remarque que les rendements de ces installations sont élevés et sont supérieurs aux rendements que l'on obtiendrait si les productions étaient réalisées séparément.

4.1. Groupes électrogènes

La cogénération des unités de production d'électricité par des groupes électrogènes constitue une technique répandue sur le marché tertiaire de la production d'énergie. La puissance électrique développée par ces moteurs couvre une plage très étendue selon les

applications de quelques centaines à plusieurs milliers de kW, et leur rendement est le plus souvent compris entre 35 et 45 % à pleine charge. La récupération d'énergie sur l'eau de refroidissement du moteur est réalisée à l'aide d'un échangeur sur le circuit primaire de réfrigération où la circulation d'eau a lieu en milieu fermé et pressurisé sous une pression de 1 bar à une température de 95°C. L'échangeur de récupération sur les gaz d'échappement peut être placé en série, en parallèle ou séparé du circuit de récupération eau chaude du moteur.

4.1.1. Moteur à gaz à mélange pauvre

Les constructeurs de groupes électrogènes proposent également des unités cogénérées de production d'électricité qui fonctionnent au gaz naturel. On se réfère à la génération actuelle de moteurs développée par le constructeur Wärtsilä où le moteur est à allumage commandé à mélange pauvre, ce qui permet de réduire substantiellement les émissions de NO_x. La vitesse de rotation du moteur est de 1500 tr/min et la plage de puissance électrique produite sous 50 Hz évolue de 260 à 950 kWe. Les collecteurs d'échappement non refroidis en fonte spéciale favorisent une récupération maximale sur les gaz d'échappement. Un échangeur eau-eau à plaques permet de préchauffer les retours de fluide et un complément de chauffage est réalisé au travers d'un échangeur tubulaire gaz d'échappement-eau muni d'un clapet de dérivation. La puissance électrique du groupe électrogène est obtenue avec un rendement de 35 %. L'efficacité thermique sur l'eau de refroidissement du moteur est de 26 % pour des températures d'eau comprises entre 70 et 80°C. L'efficacité thermique sur les gaz d'échappement est elle aussi de 26 % avec des températures d'échappement de l'ordre de 500°C à la sortie des turbocompresseurs et l'efficacité globale du groupe cogénéré peut dépasser 80 %. Ces moteurs sont utilisés pour des projets dont les besoins sont principalement de l'eau chaude.

4.1.2. Moteur Diesel-gaz

Parmi les constructeurs de moteurs, le groupe Wärtsilä développe simultanément un moteur à gaz qui peut fonctionner également au fioul léger et aussi avec le biogaz susceptible d'être produit par méthanisation dans les unités agroalimentaires, sur les sites de traitement des eaux et dans les usines d'incinération des ordures ménagères. Le régime de rotation est de 750 tr/min, la puissance électrique développée à 50Hz est de 2400 kWe. Le mélange air-gaz est réalisé au sein d'un diffuseur de gaz placé en amont du turbocompresseur. L'inflammation du mélange est réalisée par une injection pilote de fioul en quantité modérée de l'ordre de 7% de la quantité globale d'énergie apportée sous forme combustible. Le moteur fonctionne exclusivement en mode Diesel de 0 à 35 % de sa charge. Au-delà, la quantité de fioul est ajustée pour initier la combustion et optimiser la puissance du moteur en fonction de la richesse du gaz qui est elle-même tributaire de la composition du

combustible gazeux. La puissance électrique du groupe est obtenue avec un rendement de 38 %. L'efficacité thermique sur l'eau de refroidissement est de 14% sur le circuit haute température d'eau de 70 à 80°. Le circuit basse température permet d'augmenter l'efficacité du système avec de l'eau à 45-50°C. L'efficacité thermique sur les gaz d'échappement est de 21 % avec des températures d'échappement de l'ordre de 360°C en sortie de la turbine. L'efficacité globale du groupe cogénéré peut atteindre 75 à 80 %.

4.2. Centrales électriques

La production d'électricité peut être réalisée par des moteurs Diesel le plus souvent à 4 temps et comportant 12 à 18 cylindres placés en V. Leur régime de rotation est imposé par la fréquence du réseau (50 à 60 Hz) et le nombre de pôles de l'alternateur. Il se situe entre 400 et 600 tr/min pour les centrales électriques d'une puissance maximale de 200 MW. Pour des niveaux de puissance moindres, de l'ordre de 20 à 40 MW, le régime de rotation du moteur est en général plus élevé (1000 à 1500 tr/min) et permet ainsi de minimiser l'encombrement de l'alternateur.

4.2.1. Production d'électricité

L'unité de production d'électricité de Kyushu Island au Japon est constituée d'un moteur Diesel qui produit une puissance électrique de 10 MWe. Une puissance complémentaire de 1 MWe est obtenue par la récupération de chaleur prélevée sur les gaz d'échappement pour produire de la vapeur convertie en énergie électrique additionnelle. La récupération d'énergie thermique sur les gaz d'échappement peut également être envisagée par l'adoption d'un cycle de Rankine et permet une production complémentaire d'électricité. La chaleur récupérée à l'échappement du moteur est utilisée pour vaporiser un fluide organique détendu ensuite au sein d'un étage de turbine, puis mis sous pression à l'état liquide dans une pompe.

4.2.2 Production combinée d'électricité et d'eau chaude

L'unité de Gotland en Suède permet la production simultanée d'électricité et d'eau chaude pour les besoins de la cité urbaine. Les deux moteurs PIELSTICK 18 cylindres sont alimentés par un fioul lourd dont la viscosité est de 180 centistoke à 50°C et dont la teneur en soufre est inférieure à 1,5%. La puissance électrique développée par l'ensemble des deux alternateurs est de 38,5 MWe. Le procédé de récupération d'énergie illustré par la figure 9 permet de réaliser une production simultanée d'eau chaude pressurisée à 120°C qui correspond à une puissance de 30MW destinée au chauffage urbain. 80% de l'énergie primaire du combustible est ainsi utilisée et ceci correspond à une économie annuelle de l'ordre de 10000 TEP en comparaison avec une installation non cogénérée.

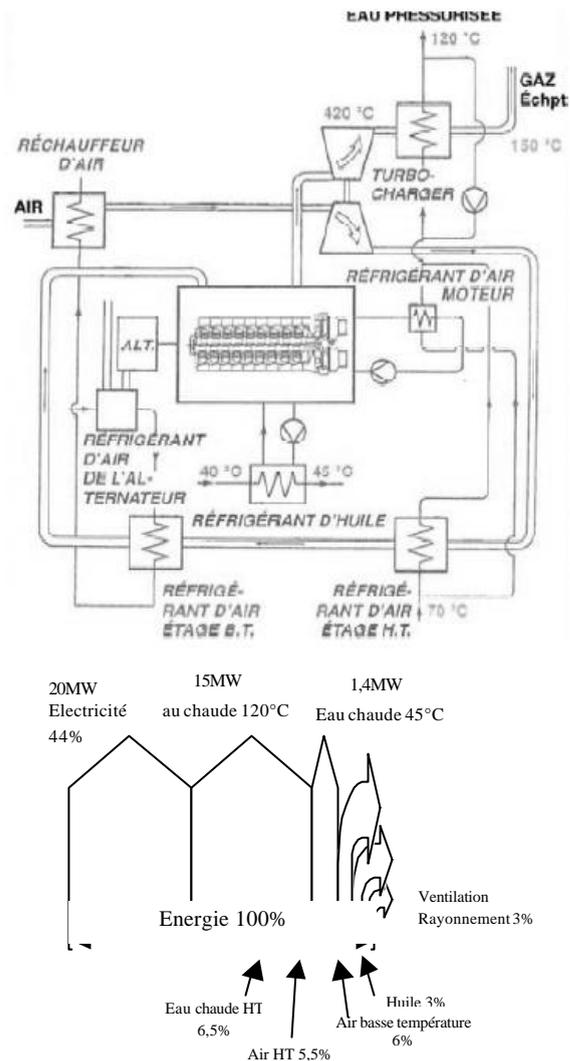


Figure 9 : Schéma de production combinée d'électricité et d'eau chaude

4.2.3. Production combinée d'électricité et de vapeur

Il est également possible d'augmenter le niveau de récupération en réalisant une post-combustion lorsque les gaz d'échappement dont la teneur résiduelle en oxygène est de l'ordre de 12% sont utilisés comme comburant mélangé à du fioul additionnel au sein d'une chaudière. Ceci permet de préchauffer l'air de combustion à un niveau de température de l'ordre de 160 à 180°C et le rapport de l'énergie thermique utilisable sur l'énergie électrique peut alors atteindre une valeur de 4 à 5. L'efficacité globale de l'unité de cogénération est alors de l'ordre de 85 à 90%. Un exemple est fourni par l'installation de CYANAMID en Grande Bretagne. Le moteur Diesel comporte 10 cylindres et fonctionne en version Diesel gaz. La puissance électrique s'élève à 3,5 MWe et le bilan thermique de l'installation au point de pleine charge est représenté sur la figure 10. L'efficacité globale de l'unité de puissance qui atteint 72% sans post-

combustion atteint une valeur de 85% en utilisant ce procédé.

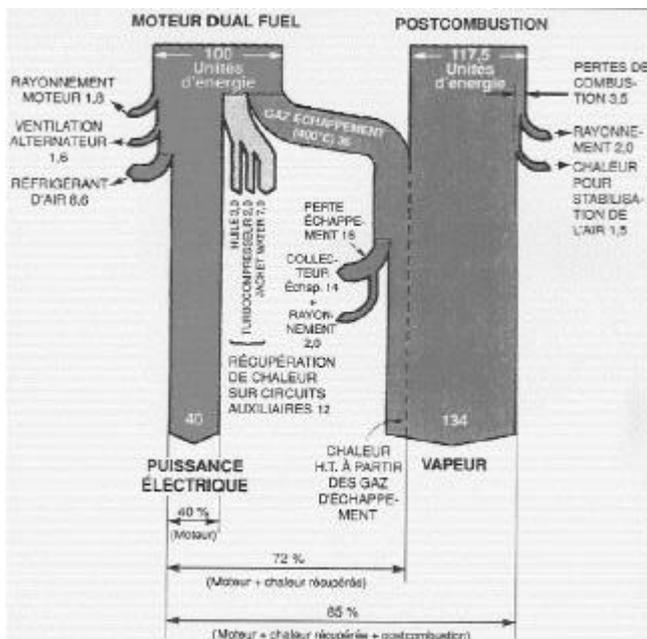


Figure 10 : Bilan d'énergie d'une unité de centrale électrique avec post-combustion

5. Conclusion

Les concepts diversifiés de récupération d'énergie thermique contribuent à répondre à la nécessité impérieuse de conversion optimisée d'énergie au sein des moteurs thermiques en minimisant les sources de nuisances de l'unité de production. Les installations de cogénération se caractérisent par une efficacité globale élevée qui se situe au sein d'une enveloppe de l'ordre de 70 à 80% obtenue précisément grâce au cumul des productions d'énergies électrique et thermique. Le niveau anergétique dépend bien évidemment du point de fonctionnement du moteur. Les moteurs thermiques de type stationnaire sont donc bien adaptés au principe de cogénération et de trigénération. Par contre, en ce qui concerne les moteurs d'automobiles, la récupération d'énergie est délicate car ils fonctionnent le plus souvent en charge partielle et en régime transitoire, ce qui se traduit par une grande variabilité des flux d'énergie et des niveaux de température d'échappement.

Bibliographie

[1] Andrzejewski, J., Vichniewsky, R., 1981, Diesel engine and thermodynamic heating, 14th international congress on combustion engines, Helsinki 1981.
 [2] Bidaud, M., 1985, Les transferts thermiques dans le bilan énergétique des moteurs Diesel, Société française des thermiciens, Journée d'études du 3 mai 1985.

[3] Bidaud, M., Desplanches, G., Kolowski, H., 1985, Vers le moteur Diesel adiabatique de véhicules industriels, Société française des thermiciens, Journée d'études du 3 mai 1985.

[4] Bryzik, W., Kamo, R., 1984, Adiabatic engines program Tacom/Cummins, SAE Paper 840428, 1984.

Charlet, A., Higelin, P., Andrzejewski, J., 1995, Moteurs Diesel adiabatiques, utopie ou réalité, Entropie n°190, 1995.

[5] Descombes, G., 2004, Développement des moteurs en conversion d'énergie et cogénération, Cours du CNAM, 2004.

[6] Duclos, A., 1993, La cogénération en France, état de l'art, Revue générale de thermique n°383, novembre 1993.

[7] German, J., 1995, Observations concerning current motor vehicle emissions, SAE Paper 950812.

Haushalter, J., 1993, La cogénération par moteurs alternatifs, Revue générale de thermique n° 383, novembre 1993.

[8] Kawamura, H., Higashino, A., Sekiyama, S., 1996, Combustion and combustion chamber for a low heat rejection engine, SAE Paper 960506, 1996.

[9] Magnet, J.L., 1997, International business conference on cogeneration, note Semt Pielstick, Rio de Janeiro, 1997.

[10] Marque, M., 1990, Production combinée de force, chaleur et froid, rapport de l'association technique de l'industrie du gaz en France, 1990.

[11] Melka, S., Beziat, J.J., 1997, L'isolation thermique par les matériaux granulaires, Revue générale de thermique n°5, Vol36, mai 1997.

[12] Rasihhan, Y., 1990, Further developments in performance prediction techniques of adiabatic Diesel engines, Thesis Ph.D of Bath University, U.K., 1990.

[13] Sartre, V., Lallemand, A., 1992, Intérêt de la récupération d'énergie sur un moteur de véhicule industriel à système compound différé, Entropie n° 169, 1992.

[14] Serinyel, Z., 2004, Valorisation des rejets thermiques dans les moteurs, Mémoire de DEA en conversion d'énergie, Université Paris 6, 2004.

[15] Szereszewski, P., 1966, Installations combinées gaz-vapeur avec générateurs à pistons libres, revue Entropie 1966.

[16] Tennant, D. W. H., Walsham, B. E., 1989, The turbocompound Diesel engine, SAE Paper 890647.

[17] Tovell, J.F., 1983, The reduction of heat losses to the Diesel engine cooling system, SAE Paper 830316.

[18] Prévond, L., 2004, Développement des moteurs en conversion d'énergie et cogénération, Cours du CNAM, 2004.

L'électricité photovoltaïque connectée au réseau : une énergie en plein essor

Stéphan ASTIER

Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique Industrielle (LEEI)
UMR 5828 CNRS/INPT
BP 7122 2 rue Charles Camichel
31071 Toulouse Cedex 7 – France –

Résumé : *L'électricité d'origine solaire photovoltaïque connaît une forte croissance confirmée depuis plusieurs années. A cela préside un ensemble de facteurs scientifiques, techniques et aujourd'hui légaux et économiques dont cet article fournit une description résumée. Après un rappel de quelques éléments qui font la situation particulière de l'énergie à l'égard du développement durable, puis de l'énergie solaire, sont décrits les principes de la conversion photovoltaïque et de sa mise en oeuvre avant de traiter le solaire photovoltaïque connecté au réseau, depuis les aspects techniques jusqu'aux aspects légaux et financiers pour l'habitat. Une liste de références et sources utiles complète cette description.*

1 Introduction

Les conclusions du récent 19^e congrès mondial de l'énergie, tenu récemment à Sydney du 5 au 9 septembre 2004, confirment clairement que le développement durable est bien devenu une priorité du secteur de l'énergie dont le paysage d'aujourd'hui, source de bien des inquiétudes à cet égard, doit être profondément modifié à terme. Mais elles indiquent aussi que, si les efforts nécessaires apparaissent considérables, l'objectif reste précisément accessible au cours de ce 21^e siècle si l'on veut bien les consentir. Car ce secteur clé bénéficie d'atouts capitaux dont nous proposons de rappeler ici quelques éléments en montrant que l'énergie solaire en constitue un facteur déterminant, notamment par la voie connectée aux réseaux des pays développés.

Les efforts sont considérables car un système dans lequel un tiers de la population n'a pas accès à l'électricité n'est non seulement pas acceptable mais pas durable. Les tensions et crises récentes sur les marchés de l'énergie ne sont vraisemblablement que les signes avant coureurs de tendances à long terme. De même les ruptures de services enregistrées dans les pays développés montrent une vulnérabilité croissante du système actuel. Mais ce n'est pas tout, car construire un nouveau paysage durable de l'énergie doit non seulement remédier à ces faiblesses mais surtout relever les deux énormes défis que sont l'épuisement à terme des ressources fossiles qui fondent le domaine actuel de l'énergie et la dégradation de l'environnement directement imputable à ce secteur.

Cet objectif reste pourtant accessible sur des bases scientifiques et techniques actuelles non spéculatives. Les analyses convergent pour préconiser d'envisager toutes les filières de façon ouverte, sans idéalisation ou diabolisation irrationnelles. On sait cependant que les énergies renouvelables présentent a priori les qualités les plus compatibles avec cet objectif. Et tout particulièrement l'énergie du rayonnement solaire

d'ailleurs à l'origine de presque toutes les autres sources, excepté les énergies nucléaires et géothermiques. Il constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la Terre et la plus abondante : *l'énergie du rayonnement solaire captée par la terre ... pendant une heure, pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux ... pendant un an !* Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité par deux voies principales, thermodynamique ou photovoltaïque. Si l'usage de l'énergie solaire thermique se développe en France, la production d'électricité à partir d'énergie solaire reste encore très marginale. Ce n'est pas le cas chez nos voisins allemands, où près de 500 000 m² de capteurs photovoltaïques sont installés annuellement. Cette électricité par nature décentralisée peut être exploitée en site isolé de façon autonome aussi bien que par connexion au réseau électrique général. Et c'est plus particulièrement de cette dernière voie en plein essor que nous traitons dans cet article : le solaire PV connecté au réseau.

Le sujet est naturellement extrêmement riche et vaste, depuis les aspects scientifiques et technologiques les plus avancés relatifs aux capteurs photovoltaïques et aux systèmes qui les mettent en oeuvre, jusqu'aux aspects réglementaires et légaux qui président aujourd'hui à la mise en place d'une installation individuelle ou collective. Nous ne donnons donc ici qu'un panorama du domaine, focalisant sur différents points qui nous paraissent clés. Mais d'abord et dans cet esprit, il nous paraît intéressant de rappeler quelques éléments qui fondent la situation particulière de l'énergie à l'égard du développement durable. Puis nous rappelons les principes de la conversion photovoltaïque et de sa mise en oeuvre avant de traiter le solaire photovoltaïque connecté au réseau, surtout pour l'habitat, depuis les aspects techniques jusqu'aux aspects légaux et financiers.

2 L'énergie solaire : source de vie, un jour source majeure de nos activités

2.1 Une Terre clémente entre un soleil chaud et un univers froid !

Le développement durable formule en termes actuels que la Terre est un monde fini. Au sens thermodynamique, ce système est fermé, échangeant avec son environnement des quantités de matière négligeables au regard de sa masse, mais non isolé car les échanges d'énergie par rayonnement électromagnétique dans un large spectre de longueurs d'ondes sont très importants. La Terre est en effet plongée dans un espace froid à 3K, mais son soleil, siège de réactions thermonucléaires qui transforment environ 6 mégatonnes par seconde de matière en rayonnement, constitue un point chaud dont le rayonnement présente des caractéristiques proches de celui d'un corps noir à 5800K, avec une luminance maximale pour 500 nm, la couleur jaune-vert pour l'homme. La Terre intercepte une toute petite fraction de cette énergie solaire rayonnée dans l'espace qui dépend de conditions variables (activité solaire, distance). Les mesures ont permis d'attribuer à la puissance du rayonnement solaire au niveau de l'orbite moyenne de la Terre, à 150 millions de km, une valeur moyenne appelée constante solaire fixée à 1367 W/m². Les propriétés de ce rayonnement sont modifiées de façon complexe par la traversée de l'atmosphère, avec un léger décalage vers le rouge et une densité de puissance au sol qui ne dépasse qu'exceptionnellement 1000 W/m². Au total, ce rayonnement représente une énergie annuelle de 1,6 milliards de TWh, soit environ 8000 fois notre consommation énergétique annuelle, dont 30% sont directement réfléchis et 45 % sont ré-émis en rayonnement thermique vers l'espace et enfin 25 % sont convertis sous différentes formes. La photosynthèse n'en exploite que 0,24 %, soit environ un million de TWh, à mettre en regard d'une consommation mondiale qui atteint déjà 0,15 million de TWh en 2002, soit 15 % du chiffre précédent! La composition actuelle de l'atmosphère terrestre offre un précieux effet de serre naturel qui maintient une température moyenne de 15°C à la surface de la Terre. Elle-même corps chaud à 298K dans cet espace froid, la Terre maintient donc son équilibre thermique en renvoyant vers l'espace presque autant d'énergie qu'elle en reçoit par un rayonnement thermique d'entropie accrue par rapport au rayonnement incident. Ainsi, depuis 4 milliards d'années, au prix d'un prélèvement énergétique et d'un accroissement d'entropie bien faibles à l'échelle de l'univers mais combien capitaux à celle de la Terre, les écosystèmes terrestres élaborent des structures toujours plus complexes au sein de la biosphère, cette mince enveloppe de quelques kilomètres abritant une vie qui apporte elle-même une contribution déterminante à cet équilibre.

Les bilans et observations montrent que l'homme est devenu capable de modifier ce précieux équilibre par ses activités, tandis qu'il est encore incapable de vraiment prédire de quelle manière. C'est

particulièrement le cas du secteur de l'énergie qui exploite massivement les ressources fossiles, ces stocks d'énergie solaire lentement constitués par les mécanismes naturels sous forme de composés hydrocarbonés. Outre, un épuisement prévisible au cours de ce 21^e siècle en raison d'une consommation en forte croissance, toujours non maîtrisée, de ces réserves finies, la libération annuelle dans l'atmosphère de quelques 8 milliards de tonnes de CO₂ tandis que les capacités des puits naturels de ce gaz à effet de serre ne sont que de trois milliards de tonnes est susceptible de modifier l'équilibre précédent (on sait les inquiétudes que cela suscite en termes de réchauffement climatique.) Afin d'assurer un développement plus durable il apparaît donc hautement souhaitable d'évoluer vers des filières énergétiques qui mobilisent des sources qui soient renouvelables à l'échelle de temps de leur consommation par l'homme. Les conclusions du Sommet de Kyoto fixent une réduction des émissions de gaz à effet de serre telle que les quantités de CO₂ émises dans l'atmosphère en 2010 ne devront pas dépasser celles de 1990 (mais elles sont déjà aujourd'hui supérieures de 8 % à cet objectif !). La période actuelle est donc très favorable au développement des énergies renouvelables, même si le contexte en France n'évolue que lentement.

2.2 Vers un développement de l'énergie solaire par les voies thermique et photovoltaïque

Si l'on excepte les sources géothermiques et nucléaires qui ont la radioactivité pour origine commune, toutes les autres sont issues de l'énergie solaire incidente et parmi un large choix dans lequel aucune solution ne doit être écartée, on peut en distinguer trois principales en terme de potentiel énergétique : la biomasse, l'éolien et le rayonnement solaire lui-même. En terme de mise en oeuvre, la biomasse sous toutes ses formes, conçue dans une exploitation telle que le carbone libéré s'inscrive dans un cycle compatible avec les capacités des puits naturels pour une absorption sur une courte durée, reste une énergie de stock à l'instar des énergies fossiles. A contrario, les sources éoliennes et solaires sont des énergies de flux, intermittentes et à faibles densités. Elles introduisent une problématique de valorisation tout à fait différente qui impose notamment un stockage intermédiaire ou une mutualisation sous des formes à définir. La contrepartie avantageuse est une disponibilité géographique largement répartie et partagée. L'énergie éolienne atteint aujourd'hui une maturité technico-économique certaine qui fait son succès, elle produit principalement de l'électricité. L'énergie du rayonnement solaire parvenant au sol, bien plus abondante encore, peut être exploitée pour un usage thermique ou pour produire de l'électricité par deux voies principales, thermodynamique ou photovoltaïque.

La figure 1 montre le gisement moyen pour une partie de l'Europe.

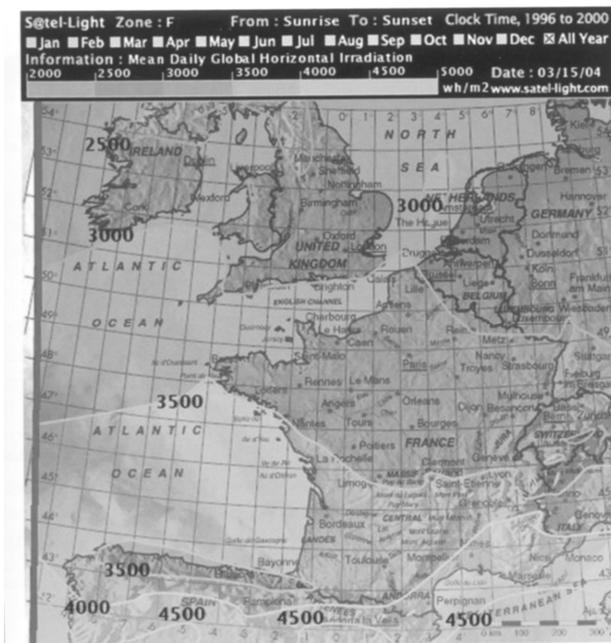


Figure 1 : ensoleillements annuels en Wh / m²

Plus précisément, à Lyon par exemple, l'énergie reçue annuellement vaut environ 1300 kWh/m². La consommation moyenne d'électricité d'un ménage (hors chauffage) d'environ 3500 kWh/an, serait donc théoriquement couverte par 30 m² de capteurs énergétiques à 10 % de rendement global. On mesure là tout l'intérêt de ce gisement d'énergie largement inexploité. Quelques centrales thermodynamiques installées dans les années 80 n'ont pas donné de résultats probants ; la voie photovoltaïque est jusqu'à présent la plus satisfaisante pour produire de l'électricité bien que restant pénalisée par un coût du kWh encore élevé comparé à celui des centrales classiques. Ainsi, c'est d'abord pour alimenter en électricité des systèmes autonomes munis de moyens de stockage, en des lieux inaccessibles au réseau de distribution électrique, que le PV s'est développé.

Depuis quelques années plusieurs programmes volontaristes de valorisation de cette forme d'énergie ont permis le décollage maintenant significatif d'une production d'électricité photovoltaïque décentralisée par de petites unités connectées au réseau de façon répartie. Cette voie directement compatible avec les infrastructures de distribution existantes permet de pallier les inconvénients attachés à la production intermittente de la source photovoltaïque. Tout se passe alors comme si le réseau servait de tampon ou de stockage. En fait, si le réseau est conçu pour véhiculer d'importants flux d'énergie électrique entre centrales et consommateurs, il ne présente en comparaison actuellement qu'une faible capacité de stockage, et c'est la mutualisation des sources et la gestion de leur production différentielle qui permet de mettre en adéquation production et consommation et d'absorber la production des sources intermittentes tant que celles-ci ne représentent qu'une part minoritaire. Mais une augmentation significative de cette part relative posera à terme des problèmes de gestion et de stabilité du

réseau auxquels il faudra impérativement apporter de nouvelles solutions (stockages, gestion de producteurs mutualisés et coopératifs répartis). Les productions cumulées des sources éoliennes et photovoltaïques étant à ce jour encore faibles, ce n'est pas un obstacle à leur développement immédiat. Si l'usage de l'énergie solaire thermique pour du chauffage se développe en France, la production d'électricité à partir d'énergie solaire reste encore très marginale. Ce n'est pas le cas chez nos voisins allemands, où près de 500 000 m² de capteurs photovoltaïques sont installés annuellement et connectés au réseau électrique général. Ainsi en 2003, les installations photovoltaïques nouvelles ont représenté 2 MWc en France et 200 MWc en Allemagne. Le Japon présente un bilan comparable à celui de l'Allemagne.

L'énergie solaire photovoltaïque constitue donc aujourd'hui une solution intéressante pour produire de l'électricité qui connaît un taux de croissance globalement supérieur à 30 % depuis 2000. Et pour l'Europe entière le rapport EPIA/Greenpeace a estimé une surface potentiellement disponible de 3630 km² pour une intégration aux bâtiments (maisons, bureaux et industries) soit 10 m² par habitant avec un potentiel énergétique moyen de 1122 kWh/m². On le voit, le potentiel de développement est très important. Avant de donner quelques aspects concrets de ce développement sur les plans technologiques et économiques, il nous paraît utile de rappeler quelques principes scientifiques qui sous-tendent les propriétés spécifiques de cette génération d'électricité très particulière que constitue la conversion photovoltaïque.

3. La génération photovoltaïque d'électricité : principes et mise en oeuvre

L'effet photovoltaïque se manifeste dans un semi-conducteur éclairé et permet une conversion directe et immédiate en énergie électrique d'une partie de l'énergie transportée par le rayonnement solaire. La tension de sortie d'une cellule élémentaire étant de l'ordre de 0,5 volt en fonctionnement, on les associe en série pour constituer des modules photovoltaïques délivrant des tensions d'une vingtaine de volts. Le générateur photovoltaïque est lui-même constitué d'une association série et parallèle du nombre de modules nécessaire pour assurer la production d'énergie requise. Les problèmes posés par cette association sont aujourd'hui maîtrisés, ce qui confère à cette technologie une modularité remarquable permettant une standardisation et une évolution aisée, avec peu d'effet d'échelle, de la puissance des installations.

3.1 Conversion photovoltaïque, cellule idéale

Le rayonnement est constitué de photons transportant chacun une énergie donnée par la relation de Planck :

$$E = h\nu = h \frac{c}{\lambda}$$

avec E l'énergie,

λ la longueur d'onde,

h constante de Planck : $6,62 \cdot 10^{-34}$ J.s,

c vitesse de la lumière dans le vide 10^8 m/s.

Pour que le rayonnement produise un courant électrique dans un matériau il faut que les photons soient absorbés (absorption optique) en transmettant leur énergie aux électrons et que les électrons excités soient collectés avant de reprendre leur énergie initiale (relaxation) afin de constituer un courant électrique. La structure périodique des atomes dans un solide entraîne des bandes d'énergie permises et interdites pour l'électron. Chaque matériau est caractérisé par une largeur de bande interdite ou "Gap" $E_g = E_2 - E_1$ qui sépare l'énergie maximale E_1 de la bande de valence et l'énergie minimale E_2 de la bande de conduction. Sous certaines conditions, les photons d'énergie supérieure à E_g peuvent faire franchir ce *Gap* à un électron, qui passe de la bande de valence dans la bande de conduction, laissant un "trou" dans la bande de valence. L'électron et le trou ainsi libérés doivent rapidement être collectés pour participer ensuite à la conduction électrique avant leur recombinaison : le dispositif de collecte nécessite un champ électrique important au niveau du lieu de création des paires électron-trou ce qui élimine les conducteurs dont la différence des niveaux de Fermi est trop faible ainsi que les isolants dans lesquels le courant ne peut se développer. Les matériaux semi-conducteurs à jonction P-N caractérisés par une barrière de potentiel et un champ importants au niveau de la jonction sont les matériaux photovoltaïques privilégiés.

Pour la cellule photovoltaïque idéale utilisant un matériau de *Gap* E_g , on considère que tout photon d'énergie inférieure à E_g , traverse le matériau sans céder d'énergie et que tout photon d'énergie supérieure ou égale à E_g est totalement absorbé et crée une paire électron - trou, que tout électron créé participe à la conduction (pas de recombinaison), que la tension de sortie de cette cellule élémentaire idéale est E_g / e avec e charge de l'électron. La largeur de *Gap* E_g , caractéristique du matériau impose, alors la tension de sortie de la cellule, ainsi que la nature des photons participant à la conversion et leur nombre pour un rayonnement donné.

A partir des courbes caractéristiques du rayonnement solaire et du calcul du courant de la cellule idéale on peut déterminer le rendement théorique de la cellule idéale qui présente un maximum de l'ordre de 43% pour des largeurs de bande interdite E_g de 1 à 1,5 eV en tenant compte des pertes dues à l'absorption incomplète des photons et à l'excès d'énergie des photons ultra-violet. Les matériaux semi-conducteurs dont la largeur de bande interdite est comprise entre 1 et 1,5 eV sont donc actuellement les plus utilisés pour le rayonnement solaire et en particulier le silicium dont $E_g = 1,1$ eV que nous considérons par la suite.

3.2. La cellule photovoltaïque à Jonction P-N

La jonction P-N résulte de la juxtaposition dans un même matériau semi-conducteur de deux zones dopées : l'une de type P (majoritaire en trous, minoritaire en électrons) et l'autre de type N (majoritaire en électrons, minoritaire en trous). Si l'on

polarise une jonction P-N, on obtient une caractéristique de diode $I_d = f(V)$ bien connue donnée sur la Figure 2. En polarisation directe, la barrière de potentiel est abaissée et un courant de porteurs majoritaires important peut se développer. En polarisation inverse, la barrière de potentiel est accrue et la zone de déplétion élargie : le courant inverse de porteurs minoritaires est très faible et varie très peu avec la tension appliquée tant que cette tension est inférieure à la tension de claquage. Ce courant inverse est par contre très sensible à la température. La tension directe V_d aux bornes de la jonction varie peu à partir d'un seuil dont la valeur dépend du matériau (0,5 à 0,8 V pour le Si). La jonction PN fonctionne alors en récepteur.

Si l'on soumet une jonction P-N de faible épaisseur à un flux lumineux, des paires électron-trou sont créées par les photons dont l'énergie est supérieure à la largeur de la bande interdite du matériau. Ces charges sont séparées par le champ électrique inverse lié à la barrière de potentiel ce qui crée une augmentation du courant inverse de porteurs minoritaires proportionnelle au flux lumineux.

Physiquement cet effet se traduit de deux manières selon le quadrant de fonctionnement :

- dans le 3^{ème} quadrant, le système fonctionne en photo résistance, dont la résistance varie avec l'éclairement ;
- dans le 4^{ème} quadrant, le système fonctionne en générateur dont le courant de court circuit I_{cc} est un courant de porteurs minoritaires du matériau, directement proportionnel à l'éclairement et dont la tension à vide V_{co} est celle de la diode en polarisation directe (0,5 à 0,8V pour le Si).

On obtient ainsi une cellule photovoltaïque à jonction P-N, générateur élémentaire de courant continu qui convertit directement l'énergie lumineuse en énergie électrique délivrée sous une très basse tension.

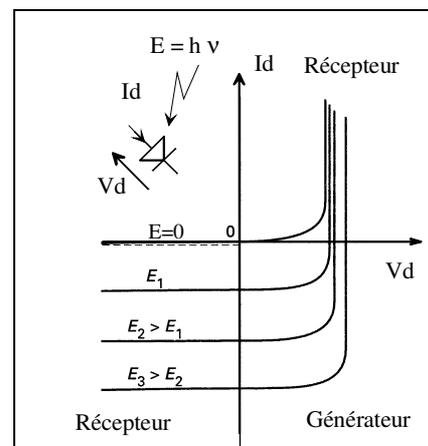


Figure 2 : caractéristiques d'une jonction PN idéale polarisée dans l'obscurité et sous différents éclaircissements

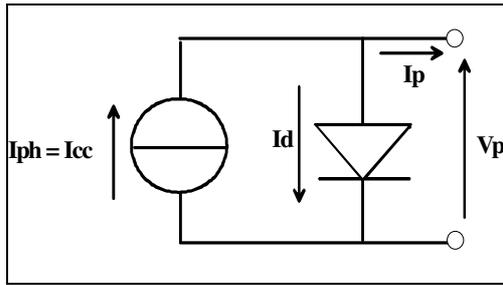


Figure 3 : schéma équivalent de la cellule PV idéale, à jonction PN

Un schéma équivalent de la cellule photovoltaïque idéale se déduit des considérations physiques précédentes : il comprend une source de courant qui modélise le courant photovoltaïque associé à une diode en parallèle qui modélise la jonction P-N. L'équation d'une caractéristique pour une convention générateur mesurant positivement le courant inverse créé par la cellule est alors donnée par :

$$I_p = I_{CC} - I_s \exp\left(\frac{eV_p}{kT} - 1\right)$$

I_{CC} représente le courant de court circuit dû à l'éclairement E en $W.m^{-2}$ et V_{c0} la tension en circuit ouvert de la cellule photovoltaïque éclairée.

Le rendement de la cellule photovoltaïque réelle dépend du matériau utilisé et des pertes liées à sa technologie de réalisation. Outre le rendement théorique thermodynamique de conversion de la cellule idéale, d'autres facteurs diminuent encore le rendement de la cellule réelle comme :

- la recombinaison électron-trou (rendement de collecte),
- la forme de la caractéristique réelle qui n'est pas rectangulaire (facteur de forme),
- la tension de sortie réelle inférieure à la tension E_g/e (facteur de tension),
- la réflexion à la surface du matériau ou de son encapsulation ;
- les résistances de connexion et les fuites.

On obtient alors les caractéristiques données par la Figure 4 qui montre également les effets de l'éclairement et de la température.

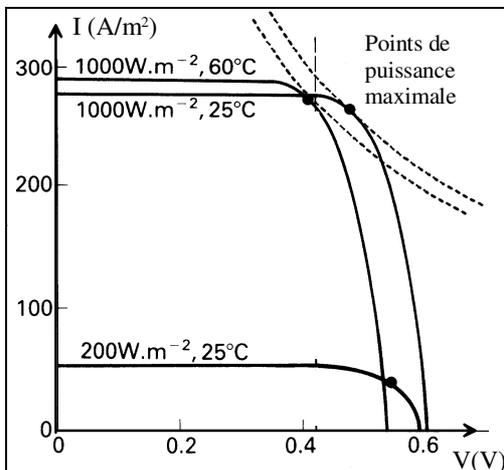


Figure 4 : caractéristiques photovoltaïques de la cellule photovoltaïque réelle au silicium

Remarquons que si la température augmente les électrons remplissent progressivement tous les états d'énergie et peuvent annuler la bande interdite donc l'effet de jonction P-N (cas du Silicium à 400 °C). C'est pourquoi le rendement des cellules photovoltaïques à jonction P-N diminue avec l'élévation de température. L'ensemble de ces pertes peut être représenté par deux résistances ajoutées au modèle précédent comme représenté sur la figure 5 :

- une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contacts et de connexions,
- une résistance R_{sh} (shunt) en parallèle sur le générateur de courant qui caractérise les divers courants de fuites, aux effets de bords de la jonction et aux recombinaisons.

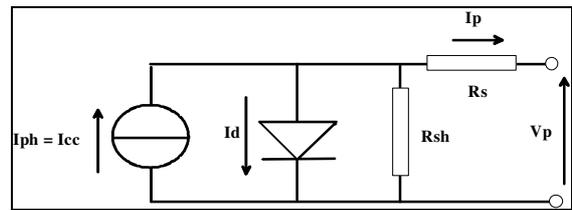


Figure 5 : schéma équivalent de la cellule PV prenant en compte la modélisation des pertes

L'équation de la caractéristique de la cellule réelle est alors donnée par :

$$I_p = I_{CC} - I_d - \frac{V_p}{R_{SH}} \quad \text{avec : } I_d = I_s \left(\exp\left(\frac{V}{\eta V_T}\right) - 1 \right)$$

et $V_T = \frac{kT}{e}$ potentiel thermique du matériau

Afin de mieux approcher encore le comportement statique d'une cellule PV réelle, on utilise le modèle plus fin de la figure 6 à deux diodes aux réponses thermiques décalées. La correspondance simulation expérience est alors très bonne.

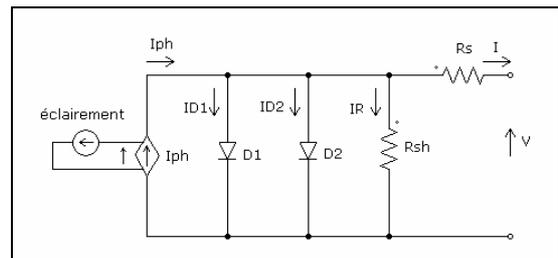


Figure 6 : modèle à deux diodes de la cellule réelle à jonction PN

Aucunes puissances maximale absolue ou nominale ne peuvent être définies pour un dispositif photovoltaïque en raison de la dépendance des conditions de gisement solaire offertes par le site d'installation. Dans des conditions données, le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par le générateur est maximale relativement aux conditions d'éclairement et de température (I_m, V_m) est défini par la tangente de la caractéristique à l'hyperbole d'isopuissance $P_m = V_m \cdot I_m$ tracée dans plan I_p/V_p . C'est pourquoi on définit la puissance crête P_c , puissance maximale relative délivrée par le générateur

soumis à un éclairage solaire de 1000 W/m^2 de spectre AMO à une température de 300 Kelvin. Cette grandeur permet de caractériser et de comparer les performances de différentes technologies et d'évaluer la puissance installée dans une technologie donnée pour déterminer le coût d'un générateur complet.

Compte tenu de la technologie considérée, semi-conducteurs au silicium, la surface unitaire typique est aujourd'hui de $10 \times 10 \text{ cm}^2$. Cette cellule photovoltaïque est un générateur à très basse tension ce qui conduit à en associer un grand nombre en série afin d'augmenter la tension utile. De plus elle délivre une puissance finie dont la valeur dépend du point de fonctionnement de façon fortement non linéaire en raison de l'allure de sa caractéristique, elle-même dépendante des conditions d'éclairage incident et de température. Nous reviendrons sur ces aspects en étudiant l'exploitation du générateur, réalisé par association d'un grand nombre de cellules.

3.3 Groupements de cellules photovoltaïques, déséquilibres et protections

Dans un groupement de n_s cellules en série, toutes sont traversées par un même courant. La Figure 8 montre la caractéristique résultante (I_{pcc} , V_{pco}) d'un tel groupement dans des conditions idéales, obtenue pour n_s cellules identiques (I_{cc} , V_{co}) en sommant les caractéristiques élémentaires à courant constant. Elle revient à appliquer similitude de rapport n_s sur les tensions à la caractéristique élémentaire commune. Pour un groupement de n_p cellules identiques en parallèle, la démarche est duale : rapport n_p sur le courant.

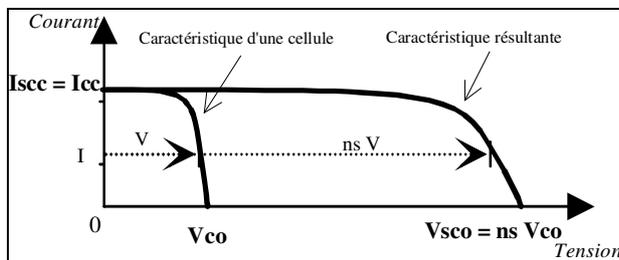


Figure 7 : caractéristique du groupement série de cellules photovoltaïques

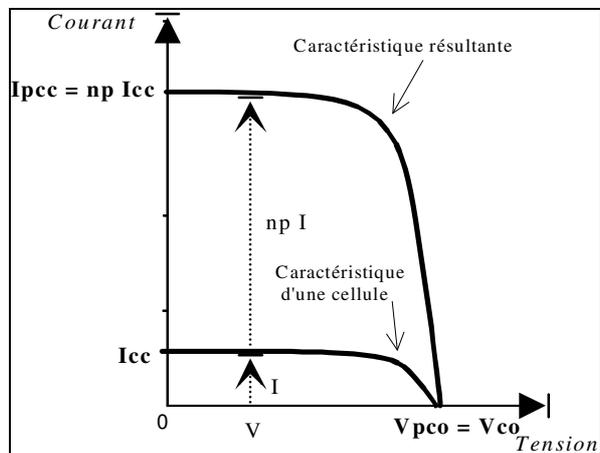


Figure 8 : caractéristiques de groupements parallèle de cellules photovoltaïques identiques

En revanche en cas de déséquilibre, tel n'est plus le cas. Particulièrement, dans un groupement série, la cellule de plus faible courant photovoltaïque impose celui-ci à l'ensemble du groupement, une propriété qui peut pénaliser très fortement la conversion globale si elle n'est pas prise en compte. La figure 9 montre comment cela résulte directement de la nature « source de courant » des cellules photovoltaïques, le courant i_{ph} plus faible que I_{ph} étant celui que voit la charge utile R.

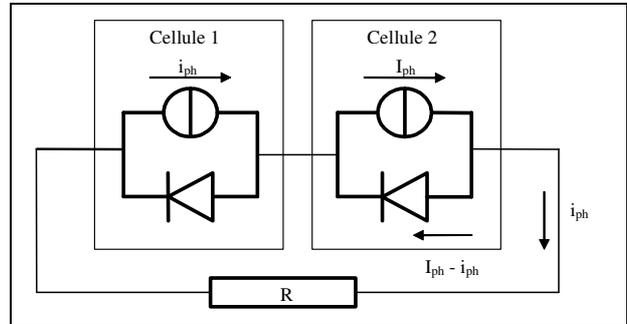


Figure 9 : répartition des courants avec deux cellules différentes telles que $I_{ph} > i_{ph} > 0$

Dans certaines conditions d'éclairage non uniforme et de fonctionnement proche du court-circuit, une cellule du groupement série peut même être soumise à la tension des $(n_s - 1)$ autres cellules appliquée en inverse et ainsi fonctionner en récepteur en dissipant une puissance importante qui peut la détruire si la contrainte thermique est trop forte ou si la tension d'avalanche est dépassée. Pour éviter cela, il faut disposer une diode D_p connectée en parallèle, appelée "diode bypass", aux bornes d'un groupement élémentaire de 30 à 40 cellules au silicium au maximum.

L'amorçage spontané de cette diode parallèle, dès apparition d'une tension en inverse aux bornes du groupement limite cette dernière à la valeur V_d de la tension directe de conduction de la diode choisie et la puissance dissipée à $V_d I_s$.

Des modules commercialisés incluent maintenant ces diodes parallèles de protection contre les tensions inverses. De façon duale, une diode anti-retour doit protéger des voies en parallèle des courants inverses. Finalement la Figure 10 montre le câblage typique d'un réseau de cellules ou de modules photovoltaïques munis de ces diodes protections.

Le générateur photovoltaïque est lui-même constitué d'un réseau série-parallèle de modules photovoltaïques regroupés par panneaux photovoltaïques eux mêmes regroupés en sections comme nous allons le voir.

La caractéristique électrique globale courant / tension d'un générateur photovoltaïque se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des $n_s \cdot n_p$ cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport n_s parallèlement à l'axe des tensions et de rapport n_p parallèlement à l'axe des courants, ainsi que l'illustre la figure 11, n_s et n_p étant respectivement les nombres totaux de cellules en série et en parallèle.

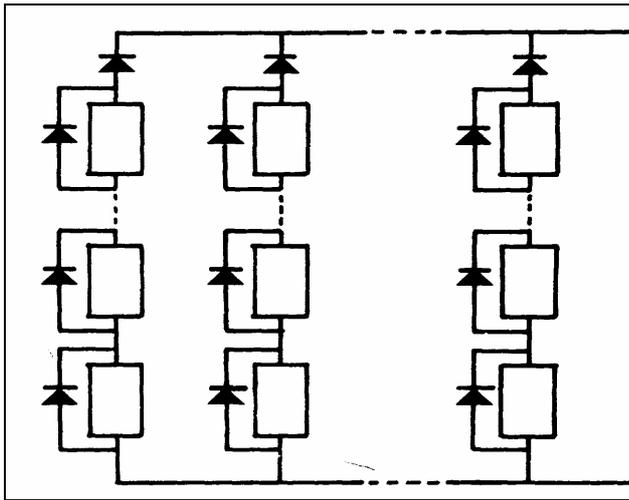


Figure 10 : câblage série / parallèle de modules photovoltaïques avec leurs diodes de protection.

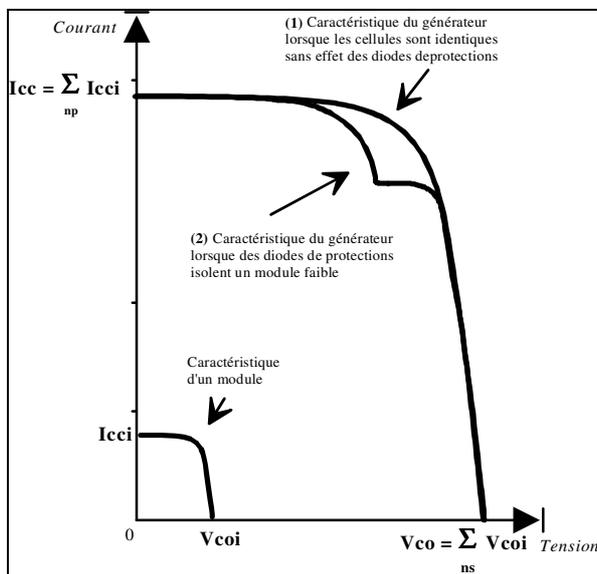


Figure 11 : Caractéristiques d'un générateur à $n_p \times n_s$ cellules en parallèle et série identiques. Effet des diodes de protection avec cellules faibles

3.4. Le générateur photovoltaïque : caractéristique, utilisation optimale, MPPT, ingénierie

De ce qui précède, il résulte que la caractéristique du générateur PV conserve l'allure générale de celle d'une cellule élémentaire avec des valeurs de tension et de courant plus élevées tant que les déséquilibres inévitables restent assez faibles pour que les diodes de protection n'agissent pas. Cette caractéristique globale est soumise aux mêmes influences de l'éclairement et de la température sur le courant de court-circuit I_{cc} et la tension de circuit ouvert V_{co} qu'au niveau de la cellule élémentaire. On observe donc une modularité répondant à des similitudes directes de rapports n_s et n_p sans effet d'échelle, ce qui est remarquable, et la figure 12 donne l'allure d'un réseau de caractéristiques électriques d'un générateur pour différents éclairements.

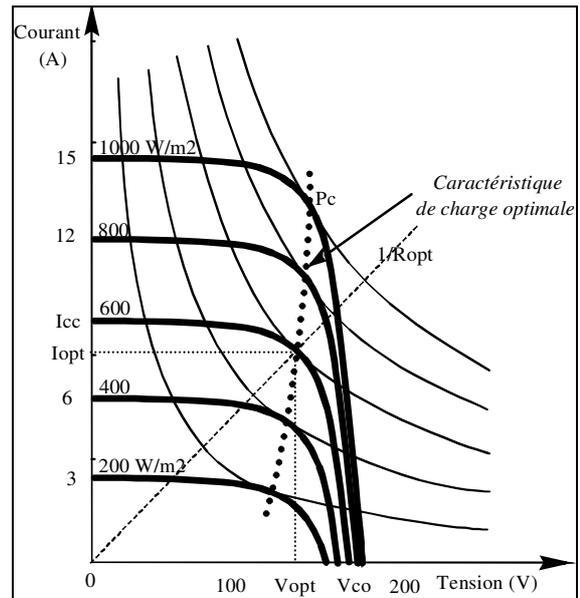


Figure 12 : un réseau de caractéristiques électriques de générateur PV pour différents éclairements.

Lorsque l'éclairement varie, à température donnée :

- le courant de court-circuit I_{cc} varie proportionnellement à l'éclairement E ,
- la tension à vide V_{co} varie peu.

Lorsque la température croît :

- le courant de court-circuit I_{cc} croît : $\Delta I / \Delta T = 0,04 \% / K$
- la tension V_{co} décroît : $\Delta V_{co} / \Delta T = -0,4 \% / K$
- le rendement chute : $\Delta \eta / \Delta T = -0,4 \% / K$.

On remarque la zone de fonctionnement optimal autour des points (I_{opt}, V_{opt}) définis par la tangence aux hyperboles d'isopuissance. Dans des conditions données c'est au point de puissance maximale (V_m, I_m) que l'on maximise l'extraction d'énergie, exploitant au mieux la puissance crête installée : nous le qualifions de point de puissance optimale (I_{opt}, V_{opt}) , maximum de puissance relatif aux conditions d'éclairement E et de température T . Alors seule une charge qui positionne le point de fonctionnement du générateur en (I_{opt}, V_{opt}) permet d'extraire la puissance optimale disponible dans les conditions considérées ; son impédance statique vaut :

$$R_{opt} [V_{opt}(T, E), I_{opt}(T, E)] = \frac{V_m}{I_m} = \frac{V_{opt}}{I_{opt}} = - \left(\frac{dV}{dI} \right)_{V_{opt}, I_{opt}}$$

Etant donné que ce point (I_{opt}, V_{opt}) dépend fortement des conditions considérées telles que l'éclairement E et la température T , il en est de même de l'impédance de la charge optimale qui doit évoluer en même temps afin de maximiser l'extraction d'énergie. Idéalement, il y a donc lieu d'effectuer en temps réel l'adaptation d'impédance nécessaire en insérant entre le générateur et la charge électrique un dispositif adaptateur d'impédance ainsi qu'indiqué sur la Figure 13. La commande de cet adaptateur doit agir en temps réel de manière à ce que le générateur voit une impédance virtuelle optimale à ses bornes, tandis que la charge réelle doit accepter la puissance P_{opt} qui lui est imposée par le générateur.

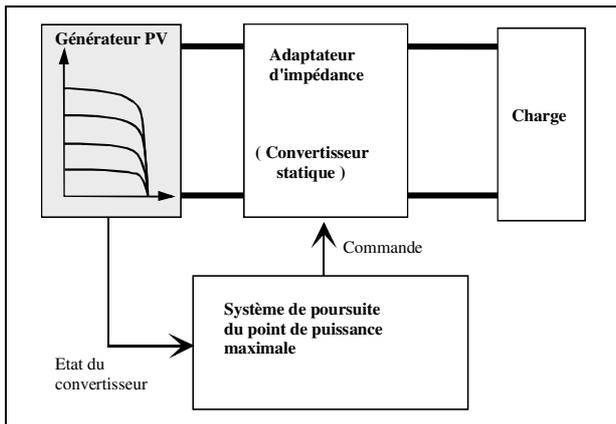


Figure 13 : principe de l'adaptation d'impédance par MPPT

Une approche équivalente consiste à considérer que le système d'adaptation réalise la poursuite en temps réel du point de puissance optimale du générateur d'ailleurs exprimée par la terminologie anglaise consacrée pour ce type de système: Maximum Power Point Tracking (MPPT). Le système MPPT a été introduit en 1968 pour un système spatial. Des systèmes de poursuite du point optimal nombreux et variés ont par la suite été proposés et développés jusqu'à ce jour où le problème est assez bien maîtrisé même si les développements continuent.

En pratique, le générateur PV combine les caractéristiques de modules associés en un réseau série - parallèle muni de protections comme indiqué par la figure 10. L'assemblage en série de cellules permet de constituer un module photovoltaïque produisant un courant continu, le standard ayant en général une tension aux bornes de 12 V (les installations les plus courantes font actuellement 12 V, 24 V ou 48 V) mais on réalise aussi des installation délivrant plusieurs centaines de volt, ce qui en facilite la connexion au réseau. La puissance produite par un module de 0,5 m² est, en général, de 50 Wc (Watt-crête). Ces modules sont soumis à des éclairagements et températures différents car non uniformes sur l'ensemble d'un générateur de plusieurs mètres carrés regroupant plusieurs panneaux, et dès que des déséquilibres importants apparaissent, l'action de certains diodes de protections séries ou parallèles peut modifier notablement l'allure classique de sa caractéristique, laissant apparaître des irrégularités ou cassures typiques ainsi qu'illustré par la figure 11, ce qui peut mettre en défaut le bon fonctionnement de certains dispositifs MPPT.

De plus, même lorsque ces phénomènes ne se manifestent pas, un MPPT global assure le fonctionnement optimal moyen du générateur, mais des parties du générateur différemment exposées peuvent ne pas simultanément au point optimal, ce qui peut dégrader le rendement de conversion. C'est naturellement le cas lors d'une intégration sur des formes complexes ou avec des ombres portées. Il faut alors prévoir un partitionnement du générateur en sections bénéficiant d'éclairagements et de températures relativement homogènes, chacune étant associée

séparément à des dispositifs MPPT eux-mêmes connectés en série et/ou parallèle pour constituer le générateur complet. Les choix répondent à un compromis qui mêle rendement, complexité et coût.

Soulignons bien que cette fonction MPPT est justement caractéristique de la valorisation des énergies de flux : c'est grâce à elle que la production énergétique d'une installation sur un site donné est maximisée ce qui détermine par conséquent son dimensionnement et l'amortissement financier de l'investissement. Il s'agit donc d'un mode de fonctionnement inhabituel dans la mesure où c'est le générateur - producteur qui impose la consommation. Finalement, tous ces problèmes sont aujourd'hui relativement maîtrisés, même s'il sont encore objet de travaux de R&D, ce qui permet une standardisation et une évolution aisée de la puissance des installations avec peu d'effet d'échelle et confère donc une modularité remarquable à cette technologie photovoltaïque. Ces principes et propriétés étant posés, voyons les technologies.

3.5. Les capteurs

La filière la plus aboutie est basée sur le silicium cristallin, élément abondant, stable, non toxique, déjà largement utilisé et maîtrisé par l'industrie électronique. Elle représente 80 % du marché mondial des cellules PV.

Les cellules en silicium monocristallin, d'une épaisseur de 300 µm, ont aujourd'hui un rendement typique de 17 %, le record s'établissant à 24,7 % en laboratoire. La fabrication d'un barreau de 1m de long consomme environ 1 MWh et le temps de retour sur énergie est d'environ 3 ans pour une durée de vie de plus de 20 à 30 ans (souvent garantie 15 à 20 ans). Le coût du Watt-crête est aujourd'hui d'environ 3 à 3,5 € pour un coût de fabrication de 2 à 2,5 Euros. Les cellules en silicium polycristallin d'une épaisseur de 200 µm ont un rendement typique de 14 %. Leur fabrication est moins gourmande en énergie et son coût de fabrication d'environ 2 € par Watt crête. Cette technologie se développe maintenant plus vite que la précédente et l'objectif pour 2010 est de porter le rendement à 17 % en abaissant le coût à 1 € le Wc

La technologie des couches minces en silicium monocristallin, aux rendements identiques, consiste à déposer une couche de seulement 10 à 40 µm de ce silicium sur un substrat adapté. Mais c'est surtout la filière du silicium amorphe qui permet des dépôts de seulement 1 µm d'épaisseur sur des surfaces de 1 m². Le temps de retour sur énergie est inférieur à un an !

Dans cette voie, une autre technologie prometteuse est celle du Tellure de Cadmium, dont l'énergie de bande interdite de 1,45 e.V est parfaitement adaptée au spectre solaire reçu au sol, une épaisseur de 2 µm en absorbant la quasi-totalité. Le rendement atteint déjà 10,5 %, mais l'interdiction possible du Cadmium pourrait compromettre cette technologie. Celle du Sélénium de Cuivre-Indium, comparable, est aussi explorée.

Les capteurs photovoltaïques sont constitués d'un ensemble de cellules photovoltaïques qui génèrent un courant continu lorsqu'elles sont exposées à la lumière. Les capteurs les plus utilisés actuellement sont des panneaux rectangulaires de quelques centimètres d'épaisseur, pesant quelques kilogrammes et d'une surface comprise entre 0,5 et 3 m² ; leurs performances sont variables selon la technologie utilisée (rendement de 8 à 14%).

En 20 ans le prix de revient du Watt-crête photovoltaïque est passé de 100 Euros en 1975 à 2 € pour les modules et 6 € pour les systèmes connectés au réseau. Bien que moins sensible aux effets d'échelle que d'autres technologies en raison de sa modularité, on observe une courbe des prix qui suit une évolution classique : le coût du kWh de 0,5 € en 2000, devrait donc passer à 0,25 € en 2010 et à 0,15 € en 2020. Le cumul des installations en 2000 est évalué à 800 MWc, pour une production annuelle d'environ 500 GWh, soit 0,03% de la production d'électricité ce qui est très peu, mais il est en plein essor avec une production industrielle de 287 MWc en 2000. Notons que si la puissance crête installée peut être bien connue, la contribution énergétique est beaucoup moins facile à évaluer avec la multiplication des installations isolées.

Les grandes centrales exploitant un silicium coûteux ont pour l'instant fait la preuve d'un kWh cinq fois trop cher mais la situation évolue rapidement et on assiste à une relance toute récente de cette voie. Les films minces ont le potentiel pour pulvériser à terme les performances rendement-coût du silicium cristallin en visant une industrialisation au-delà de 2010. En outre, associés à une électronique d'optimisation intégrée au même substrat dans le futur, ils permettront d'exploiter plus efficacement encore la modularité pour une intégration plus aisée et harmonieuse à des objets aux formes géométriques complexes, tels qu'on les trouve par exemple dans l'habitat ou sur les véhicules. En effet, c'est sans doute par une multitude de petits producteurs consommateurs que le photovoltaïque pourra prendre progressivement une part significative dans le bilan énergétique, exploitant l'énergie solaire pour ce qu'elle est : une énergie répartie avec une faible densité ne dépassant pas 0,1W/cm². Ce mouvement est maintenant clairement engagé et bénéficie d'une croissance forte et régulière avec des systèmes connectés au réseau, particulièrement dans l'habitat.

4 Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau intégrés à l'habitat

La production et l'exploitation de l'énergie solaire photovoltaïque peuvent revêtir plusieurs formes : la production centralisée ou décentralisée, connectée ou isolée du réseau, avec ou sans stockage local d'énergie (sécurisation). Pour une application locale, compte tenu du coût élevé de la puissance crête du générateur, on s'efforce de dimensionner celui-ci le plus justement aux regard des besoins, en prenant en compte les caractéristiques météorologiques du site. Se pose alors le problème de la continuité du service rendu et du

choix d'un stockage. Dans la pratique stockage de l'énergie sous forme électrique, malgré les efforts consentis et les progrès importants réalisés, présente encore pas mal d'inconvénients : entretien et durée de vie des accumulateurs, gestion du stockage, mauvais rendement énergétique et surcoût. Hors d'une logique de producteur, l'objectif n'est pas de couvrir forcément l'ensemble des besoins électriques si le réseau est là pour apporter le complément nécessaire. On cherche cependant dans la majorité des cas à couvrir au moins 40% des besoins en électricité.

Le raccordement au réseau apporte l'avantage de dispenser du coûteux stockage d'électricité dans les batteries. Il représente donc une économie importante en investissement et en fonctionnement. L'architecture de principe type d'une installation photovoltaïque connectée au réseau est décrite par la figure 14.

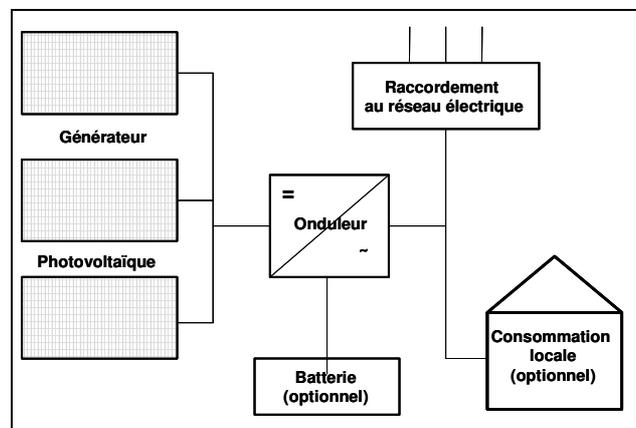


Figure 14 : architecture type d'une installation PV raccordée au réseau de distribution d'électricité

Un onduleur permet d'injecter directement l'électricité produite dans le réseau électrique. Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins. A cet égard, le comptage réversible paraît une solution logique et déjà pratiquée (centrales Phébus). Mais les systèmes à plusieurs compteurs permettent d'appliquer une tarification distincte (incitative ou pénalisante) prenant en compte les qualités spécifiques des kWh en fonction de leur origine et de leur impact environnemental (émissions GES par exemple) : un degré de liberté technique au service d'une politique énergétique. Le photovoltaïque peut en effet être installé n'importe où, y compris en centre ville, permettant d'économiser d'autant les besoins de fourniture par le réseau des bâtiments équipés. C'est ainsi que de nombreux pays développent de vastes programmes d'équipement de "toits solaires", non seulement sur les habitations individuelles, mais aussi sur les bâtiments tertiaires (façades ou couverture), dans le but de stimuler la demande et d'accélérer ainsi la baisse des coûts de fabrication encore élevés.

4.1. L'installation

4.1.1 La pose des capteurs

Les techniques d'intégration des modules photovoltaïques dans les bâtiments présentent plusieurs intérêts :

- l'utilisation de grandes surfaces libres pour produire de l'énergie, autres que la toiture (façades, pergolas, verrières...); on évalue le potentiel de production à 40 % des besoins actuel d'électricité ;
- le remplacement de matériaux de construction traditionnels par un matériau actif, peut contribuer à un projet plus global d'architecture bioclimatique ;
- la modernisation de l'image de marque pour une entreprise ou une collectivité.

Les modules photovoltaïques sont généralement mis en toiture pour des questions de place, de sécurité, d'inclinaison, mais on les trouve également en façade, en protections solaires, en verrières... Insérés dans un cadre étanche résistant aux intempéries, ils ont une durée de vie de 20 à 30 ans et sont garantis 10 à 20 ans par les fabricants. Une maintenance régulière est recommandée, surtout en cas d'usage de batteries, pour contrôler l'état général de l'installation et nettoyer si besoin la surface des capteurs.

L'impact sur l'environnement, si faible soit-il, doit être pris en compte. Il est essentiellement dû à la fabrication des modules qui consomme de l'énergie fossile et à l'utilisation de produits chimiques toxiques, employés dans l'industrie électronique. La plupart des usines de fabrication de composants photovoltaïques sont certifiées ISO-14000, récupérant et recyclant leurs effluents. En fin de vie, les matériaux de base (cadre d'aluminium, verre, silicium, supports et composants électroniques) peuvent tous être réutilisés ou recyclés de différentes manières sans inconvénient. Le temps de retour énergétique est aujourd'hui largement favorable : un capteur photovoltaïque avec cadre, suivant la technologie employée, met entre 1,5 et 3 ans pour produire l'énergie investie sa fabrication, ce qui est négligeable par rapport à sa durée de vie. En outre, certains fabricants sont équipés de centrales photovoltaïques et, avec ce développement, on produira de plus en plus les capteurs solaires à partir d'énergie solaire ! En fonctionnement, le photovoltaïque n'a aucun impact sur l'environnement.

La pose de modules sur un bâtiment nécessite une déclaration de travaux et, s'il se situe à proximité d'un monument historique ou dans un site protégé, le projet devra être soumis à l'avis de l'architecte des Bâtiments de France. Des tuiles photovoltaïques sont maintenant proposées, elles ont le grand avantage de s'intégrer facilement dans l'architecture d'un bâtiment sans en bouleverser l'esthétique, et certaines permettent même une cogénération électrique et thermique.

4.1.2 L'onduleur

L'onduleur a pour rôle de convertir le courant continu des panneaux photovoltaïques en courant alternatif identique à celui d'EDF. Afin de limiter les

pertes, il doit être placé le plus près possible des panneaux photovoltaïques. Le couplage au réseau s'effectue alors par l'intermédiaire d'un transformateur torique. La conception des onduleurs à transistors MOSFET est aujourd'hui maîtrisée donnant des produits, très robustes, fiables et à haut rendement. La commande numérique par microcontrôleur assure la MPPT, garantit que le courant produit répond aux normes fixées par la compagnie d'électricité et assure les sécurités de fonctionnement (élimination des risques d'électrocution et arrêt automatique lorsque le réseau est mis hors tension).

Les onduleurs répondent aujourd'hui au cahier des charges type :

- Rendement maximal sur toute la plage de puissance,
- Recherche du point de puissance maximal par microprocesseur,
- Protection des personnes évitant les tensions dangereuses lors de l'installation et du fonctionnement,
- Fonctionnement en conformité avec les normes des compagnies d'électricité,
- Évite les déphasages courant tension et les harmoniques,
- Fonctionnement entièrement automatique,
- Installation très simple à une seule personne avec connecteurs standards,
- Coût d'investissement peu élevé,
- Modularité pour extensions futures de l'installation,
- Information lumineuse de l'état de fonctionnement grâce à des LEDs,
- Diagnostic de panne et affichage par LED,
- Simplification du générateur solaire et du câblage,
- Possibilité de mesures et de visualisation des états sur PC à distance par le secteur.

4.1.3 Le dimensionnement

Le dimensionnement de l'installation se fait en général à partir des cartes indiquant l'énergie moyenne quotidienne (en kWh/m²) reçue sur un plan horizontal à la latitude du lieu : éclairage de référence. La figure 1 en donne un exemple. Cet éclairage est constitué de trois composantes : l'éclairage direct à dépendance saisonnière, l'éclairage diffus dépendant des conditions atmosphériques, et l'éclairage réfléchi ou albedo lié à l'environnement. Il faut donc ensuite tenir compte de l'orientation et de l'inclinaison des panneaux dont l'effet sur ces trois composantes est différent. Si le plein sud reste la meilleure des orientations, une exposition sud-est ou sud-ouest donne des résultats satisfaisants. La meilleure inclinaison pour un usage à longueur d'année est celle de la latitude de l'endroit où sont installés les capteurs (donc environ 45° en France). Toutefois, ce sont souvent les dispositions constructives de l'habitation qui la détermine, in fine. Au-delà de ces conditions générales,

des disques solaires fournissent pour un lieu donné les facteurs de transposition permettant de calculer la production en fonction de la situation imposée par les contraintes d'implantation. L'ADEME propose des documents dans ce sens. Il faut aussi tenir compte de la présence éventuelle de masques et des performances techniques du matériel envisagé pour avoir une estimation de la production annuelle de l'installation.

On en déduit une puissance à installer en kWc (kiloWatt-crête), celle-ci étant la puissance fournie avec un ensoleillement 'standard' de 1 000 W/m² à 25°C, celle-ci définissant directement la surface de capteurs pour une technologie donnée. Le choix dépend de la surface disponible pour les panneaux, de la production photovoltaïque envisagée mais surtout du budget à y consacrer. L'unité photovoltaïque de base mise en oeuvre à généralement une puissance de 1kWc pour une surface des capteurs de l'ordre de 10m². Elle correspond à une association optimale des panneaux et d'un onduleur et la production énergétique d'une telle centrale, variable suivant la région où elle est installée, est de l'ordre de 1000 kWh/an en France métropolitaine. Plusieurs systèmes identiques de 1kWc peuvent être associés en parallèle afin de constituer des centrales de 2 à 5 kWc. Les coûts matériels, les surfaces nécessaires ainsi que les quantités d'énergie produites seront ainsi multipliées d'autant en raison d'une modularité présentant peu d'effet d'échelle. L'investissement peut ainsi être étalé dans le temps. Les frais de pose ne sont en revanche pas directement proportionnels. Ils dépendent de nombreux paramètres et seule une étude particulière permettra de fixer le prix de l'installation. Néanmoins, on estime le coût moyen à 7 à 9 €/Wc installé. Le coût indicatif d'une centrale de 1,1 kWc varie entre 8 000 et 10 000 € HT, pose incluse et avant subventions. Actuellement, la taille la plus courante des centrales photovoltaïques installées est de 2,2 kWc.

4.2 Quelques exemples

Les exemples sont maintenant nombreux et variés, des petites unités individuelles de quelques centaines de watts aux quelques centrales de plusieurs dizaines de kW. La toile internet en fournit aujourd'hui de nombreuses descriptions richement illustrées. Nous ne donnerons donc ici que deux exemples assez différents.

Une centrale photovoltaïque Phébus, installée en janvier 98 (puissance : 1,1 kW crête) produit de 1 000 à 1 050 kWh d'électricité par an pour une consommation annuelle familiale comprise entre 1 500 et 1 600 kWh.

Un mur photovoltaïque déflecteur de bruit de 450 m de long et de 3 m de haut, le premier en France situé en bordure de l'A 21 à hauteur de Fouquières-Les-Lens de 63 kWc de puissance électrique totale fournie par les 630 panneaux inclinés à 60° est. L'énergie produite est réinjectée dans le réseau EDF en 400 V triphasé. L'étude et le concept de la partie photovoltaïque avec injection de l'électricité dans le réseau EDF ont été élaborés par Sunwatt France et réalisé en 2001 dans le

cadre d'un programme européen Thermie. *Source : Sunwatt France*

4.3. Aspects financiers, quelle rentabilité ?

Le principe de "comptage réversible" permet un rachat de l'électricité réinjectée, au même prix que le prix de vente (0.1 € (0,63 Fr) .H.T. pour les abonnés EDF). Le compteur tourne à l'envers, déduisant les kWh injectés de la facture du site. Une centrale PHEBUS de 1,1kWc, composée d'un peu moins de 10 m² de panneaux, d'un onduleur et de ses accessoires revient à environ 3811.23 € T.T.C. L'électricité photovoltaïque reste encore 5 fois plus chère que l'électricité classique. Mais les prix sont en baisse continue, grâce entre autre à des subventions européennes (programme PHEBUS en France pour les particuliers) ou locales.

Depuis le 14 mars 2002, les services ministériels ont proposé des prix d'achat du kWh d'origine photovoltaïque de 15,25 centimes € / kWh pour la France continentale, et de 30,5 centimes € / kWh pour la Corse et les Dom (contrats sur 20 ans). Ce tarif est applicable pour les installations disposant de deux compteurs d'électricité : un pour la vente, l'autre pour l'achat (contrairement au programme Phébus avec comptage réversible, un seul compteur pouvant tourner " à l'envers "). A titre indicatif le tarif en Allemagne est de 50,3 c€/kWh et de 36,6 c€/kWh en Espagne. Actuellement, le particulier (ou la collectivité) est donc assimilé à un petit producteur d'électricité. Certaines villes (Aix la Chapelle en Allemagne) achètent l'électricité solaire à son prix de revient calculé pour une installation non subventionnée, installée par des professionnels et en tenant compte de l'amortissement du matériel sur 20 ans, soit un prix d'environ 1,07 € par kW ! Un prix d'achat de l'ordre de 45 c€ associé à des crédits à faible taux permettrait le développement à grande échelle de cette filière en France.

Des aides financières peuvent être apportées par l'ADEME. Elles s'élèvent à 4,6 €/Wc installé avec un plafond de 2,5 kWc (6,1 €/Wc si le système est sécurisé, c'est à dire si il dispose d'un parc de batteries). Certaines régions apportent-elles aussi leur aide. Dans le cadre des programmes européens, les aides de l'ADEME et l'Europe se cumulent pour plafonner, elles aussi, à 4,6 € / Wc installé. On reçoit donc le même taux de subvention que l'on soit dans un programme européen ou non. Des subventions européennes peuvent atteindre à elles seules 35 % du montant du projet. Le montant global des subventions ne peut cependant pas dépasser 80 % du coût global de l'installation.

Il y a aussi les financements indirects par une TVA ramenée à 5.5% (habitations principales achevées depuis plus de 2 ans, une même entreprise fournit le matériel et la pose) et un crédit d'impôt (habitation principale, une même entreprise fournit le matériel et la pose : il est égal à 15 % du montant du matériel déduction faite des subventions avec un plafond de

8000 € pour un couple sans enfant ; majorations par enfant : 400 – 500 – 600 €).

Le temps de retour sur investissement t_{ri} dépend du coût de l'installation, des subventions allouées, de la production d'électricité, du tarif d'achat, du taux d'emprunt, des taxes et des déductions fiscales. Il peut être calculé par :

$$t_{ri} = \frac{\text{cout final de la centrale} - \text{subventions déduites}}{\text{nombre de kWh} \cdot \text{tarif de rachat} - \text{frais annuels}}$$

On retrouve là, la problématique des énergies de flux : il faut produire un maximum de kWh pour réduire ce temps, d'où l'importance des dispositifs MPPT. Ce temps de retour pour être acceptable doit être inférieur à la durée d'un emprunt bancaire pour achat d'une maison. Il est actuellement compris entre 15 et 30 ans.

Le fait de produire son électricité sans déchet peut aussi justifier la démarche au nom des générations futures. D'autant que le coût d'une centrale photovoltaïque dépend naturellement essentiellement du volume du marché. Ainsi, une étude réalisée à la demande de Greenpeace, montre qu'en multipliant par 4 la capacité de production mondiale, les prix des capteurs seront divisés par 4 et l'énergie photovoltaïque deviendra alors compétitive avec les sources d'énergie traditionnelles. Le fait d'encourager ce mode de production d'énergie dans les pays riches induira donc une baisse des prix qui sera profitable aux pays en voie de développement, là où souvent aucune alternative à l'énergie photovoltaïque n'est possible (2 milliards d'humains n'ont pas accès à l'électricité) mais aussi pour éviter que développement continue de rimer avec émissions de GES. Ainsi, favoriser le développement de la filière photovoltaïque dans les pays du Nord, c'est donc aussi aider les pays du Sud à se développer durablement.

4.4 Cadre légal des centrales photovoltaïques raccordées au réseau

De nombreux textes de loi encadrent la mise en place du photovoltaïque raccordé au réseau. On peut accéder aux textes originaux par les références NOR.

DIRECTIVES ET LOIS

- Directive Européenne : Libéralisation du marché de l'électricité (décembre 1996)
- Loi Française : Loi 2000-108 du 10 Février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ([NOR : ECOX9800166L](#))

DECRETS

- Décret no 2000-877 du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité ([NOR : ECOI0000375D](#))
- Décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité ([NOR : ECOI0000505D](#))

- Décret no 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat ([NOR : ECOI0100190D](#))

- Normes techniques de raccordement (à paraître)

ARRETES

- Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3o de l'article 2 du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000 ([NOR : ECOI0200002A](#))

Taille maximale des installations

- 5 kWc pour les Logements individuels
- 1 000 kWc pour les Bâtiments professionnels et logements collectifs
- 150 kWc pour les autres cas

Tarif d'achat pour une demande en 2002

- métropole continentale à 1200 heures de production à 0,1525 € / kWh (ou 0,0442 € / kWh, cas spécifiques)
 - Corse et DOM à 1500 heures de production à 0,305 € / kWh (0,0534 € / kWh, cas spécifiques)
- Dégressivité du tarif* (réduction de 5% chaque année pour tout nouveau contrat souscrit)
- En 2003, tarif = 0,1525 x 95% indexé à l'inflation = 0,1490 (approximativement)

Démarches

Il faut donc réaliser un certain nombre de démarches administratives avant de pouvoir bénéficier d'un contrat d'achat. Ces démarches sont longues et nombreuses mais essentielles :

- Déclaration de travaux / permis de construire
- Demande de subvention
- Demande de certificat d'éligibilité à l'obligation d'achat
- Déclaration d'exploitation d'une installation de production d'électricité
- Demande d'étude de raccordement (afin d'avoir une Convention de raccordement)
- Demande de contrat d'achat (afin d'avoir un Contrat d'achat)

Pour le contrat d'achat, il faut faire le choix du type de vente :

- vendre toute la production électrique générée ;
- vendre la différence entre la production électrique générée et la consommation (*vente du surplus*), avec trois possibilités :
 - l'électricité photovoltaïque produite est supérieure aux besoins en électricité de l'habitation : dans ce cas, l'électricité en surplus est injectée dans le réseau et achetée par EDF (ou par la régie de distribution) au tarif en vigueur ;
 - l'électricité photovoltaïque produite est égale aux besoins (cas de figure un peu théorique). Vous êtes dans une phase d'équilibre
 - l'électricité photovoltaïque produite est inférieure aux besoins ou nulle (la nuit). Dans ce cas la totalité de l'électricité solaire est utilisée par

vos appareils et un complément est apporté par le réseau d'EDF

Dans tous les cas, l'électricité produite n'est pas gaspillée : dès que les conditions minimales de luminosité sont atteintes, la centrale photovoltaïque produit et alimente un consommateur sur le réseau et l'énergie est rémunérée. Mais sans connaître les conditions exactes de chaque type de vente, il est difficile de dire laquelle est la plus intéressante.

5. L'électricité photovoltaïque : quelles qualités et quel développement ?

A l'issue de ce panorama partiel on peut lister quelques propriétés spécifiques de l'énergie photovoltaïque.

La lumière du soleil étant disponible partout, l'énergie photovoltaïque est partout exploitable aussi bien dans le Sud que dans le Nord, en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville. Dans la plupart des cas, la centrale photovoltaïque peut donc être installée à proximité du lieu de consommation, évitant ainsi les pertes en ligne sur les grandes distances. Cette énergie répond donc bien au concept de la décentralisation : pourquoi faire venir d'ailleurs ce que l'on peut produire sur place ? Une centrale photovoltaïque raccordée au réseau fonctionne "au fil du jour" de manière totalement transparente pour l'utilisateur et sans intervention de sa part. Son fonctionnement est particulièrement optimisé.

Les systèmes photovoltaïques sont extrêmement fiables : aucune pièce mécanique n'est en mouvement, les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux conditions climatiques (grêle). La durée de vie d'un capteur photovoltaïque est de plusieurs dizaines d'années. L'énergie photovoltaïque est totalement modulable et peut donc répondre à un large éventail de besoins. La taille des installations peut aussi être augmentée par la suite afin de suivre l'évolution des besoins ou des moyens financiers. Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau fonctionnant sans batterie, la maintenance est particulièrement légère : elle se résume à la vérification du bon état de propreté des panneaux photovoltaïques. Les systèmes photovoltaïques véhiculent une image *high tech* justifiée et symbolisent à la fois modernisme et préoccupations environnementales. Ils peuvent constituer un vecteur d'image important. *En être équipé sera sans doute bientôt du meilleur effet !*

La figure 15 montre les évolutions de la puissance crête installée dans le monde et des prix jusqu'en 2000 et cette évolution se confirme depuis. Ainsi, en 2001 la croissance mondiale du photovoltaïque a dépassé 39%, ce qui a surpris les plus optimistes. Plus de 400 MWc de cellules PV sont sorties des usines en 2001 contre 288 MWc l'année précédente. Durant l'année 2002, la production mondiale de cellules photovoltaïques a encore augmenté de 33,3 % et la puissance installée dans l'Union européenne a crû de 37,7 % pour atteindre 392 MWc. Cette croissance était directement

liée aux programmes nationaux de systèmes photovoltaïques reliés au réseau, de type 100 000 toits solaires allemands et aussi japonais. Avec 170 MWc de capacité supplémentaire installée dans l'Union européenne, l'année 2003 a marqué un nouveau record portant la puissance du parc européen aux environs de 562 MWc (+43,4 % par rapport à 2002), et démentant la crise de croissance annoncée du marché européen du photovoltaïque. Mais la réserve de certains pays à développer cette forme d'énergie entretient les interrogations sur la faisabilité de son développement malgré cet essor remarquable. Nous avons pourtant vu que les technologies sont aujourd'hui mûres, y compris pour le grand public et que le potentiel est formidable.

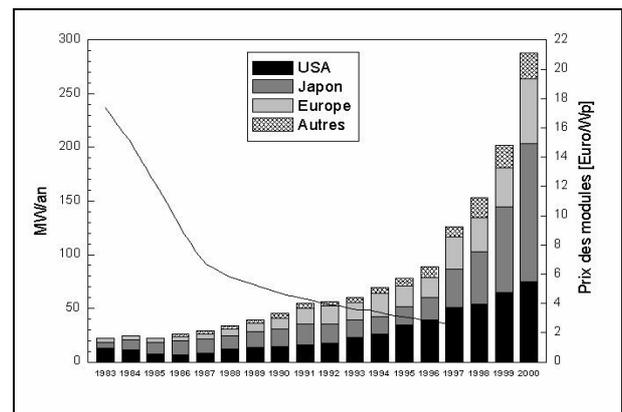


Figure 15 : évolutions des puissances photovoltaïques installées et des prix des modules

Signalons aussi que, après une année 2002 maussade, le marché du solaire thermique européen a retrouvé, en 2003, un taux de croissance à deux chiffres de 22 % avec 14 millions de m² installés en Europe en 2003. Pour autant, il est loin de son rythme du début des années 2000 et des objectifs fixés par la Commission européenne.

6. Conclusions

On peut rêver d'un avenir dans lequel une forme nouvelle et formidable d'énergie fournirait l'énorme quantité de courant électrique nécessaire à une population de 10 milliards d'humains, sans qu'aucun changement du modèle actuel de production, de transport et de distribution de l'électricité ne soit nécessaire. Ce rêve n'est-il pas bien risqué pour l'humanité et mérite-t-il même ce qualificatif indulgent dans la situation actuelle, car il y a peu de chance qu'il en soit ainsi. Bien au contraire, le nouveau modèle sera probablement basé sur une décentralisation poussée du système électrique, où la production et la consommation seront à proximité l'une de l'autre. Dans un tel scénario, il est fort probable que la production d'électricité photovoltaïque par petites unités dispersées et raccordées au réseau de distribution aura un rôle important à jouer, sinon majeur. En effet, produire sur site la modeste quantité d'électricité nécessaire au besoin par conversion d'une faible part de l'énergie solaire locale grâce à de simples capteurs fixés sur un

toit, un mur ou sa façade n'est-elle pas rationnelle et raisonnable. L'installation étant reliée au réseau, celui-ci absorbe le surplus d'énergie fournie ou apporte le complément ; de plus, il est toujours possible d'augmenter sa production, en raccordant de nouveaux panneaux. Il s'agit là d'un autre rêve tout aussi futuriste et ambitieux en l'état actuel, mais dont la faisabilité scientifique et technique ne souffre plus guère d'objections ainsi que nous nous sommes efforcés de l'illustrer à travers ce texte depuis les principes jusqu'aux aspects financiers et légaux. Sachant pleinement satisfaire les besoins d'électrification rurale décentralisée, le photovoltaïque poursuit son essor en investissant de plus en plus le domaine des applications reliées au réseau électrique au sein des pays de l'Union européenne. De plus, l'intérêt croissant des grands groupes pétroliers pour cette filière participe à la dynamique de ce secteur. Cependant, beaucoup d'efforts restent encore à fournir pour atteindre le seuil des 3 000 MW de puissance installée fin 2010 et faire baisser les coûts. Mais au vu des qualités factuelles qui accompagnent l'énergie solaire utilisée comme telle par le thermique et le photovoltaïque, on peut être optimiste quant à la voir un jour constituer une filière énergétique véritablement majeure empruntant plusieurs voies complémentaires. Aux petites installations connectées au réseau, s'ajouteront très vraisemblablement des centrales plus lourdes, puis des unités solaires de production de nouveaux combustibles de synthèse renouvelables encore à définir, au rang desquels on cite actuellement particulièrement l'hydrogène.

Terminons en reprenant un avertissement fort de l'ADEME dans son guide du photovoltaïque : « l'installation d'une centrale photovoltaïque présuppose que l'intéressé fasse une réelle démarche de maîtrise de l'énergie de manière à être cohérent : rien ne sert de produire de l'électricité photovoltaïque en investissant dans des équipements onéreux si parallèlement un effort n'est pas consenti pour réduire sa consommation énergétique ». Cela suppose un vrai changement de paradigme et c'est en effet, à notre sens, dans ces conditions que le solaire photovoltaïque apportera assurément une contribution déterminante au renouvellement du paysage de l'énergie pour un développement durable.

7. Sources et références

7.1. Ouvrages et articles

Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : guide de rédaction du cahier des charges techniques de consultation à destination du maître d'ouvrage. Mai 2004. Edité par l'ADEME, réalisé avec le concours du GENEC-CEA

SORENSEN (B.). - Renewable energy. Its physics, engineering, environmental impacts, economics and planning. *Second edition, Academic Press (2000).*

LASNIER (E.), ANG (T.G.). - Photovoltaic engineering handbook. *Adam Hilger (1990).*

WINTER (C.J.), SIZMANN (R.L.), VANT HULL (L.L.). - Solar power plant. Fundamentals. *Technology, Systems, Economics, Springer Verlag (1991)*

IMAMURA (M.S.), HELM (P.), PALZ (W.). - Photovoltaic system technology. *A European Handbook, Commission of the European Community, H.S. Stephens and Associates (1992).*

Bernard MULTON, Olivier GERGAUD, Gaël ROBIN, Hamid BEN AHMED. « Consommation d'énergie et ressources énergétiques » Traité des Techniques de l'Ingénieur. Fascicule D 3 900

Ludovic PROTIN, Stéphan ASTIER. « Convertisseurs photovoltaïques ». Traité des Techniques de l'Ingénieur. Fascicule D 3 360

L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables. Rapport de synthèse de mai 2002 du Club Electronique de puissance de l'association ECRIN. « Conversion photovoltaïque » par Jean Claude MULLER.

7.2. Sites sur la toile internet

On trouve aujourd'hui de très nombreuses informations riches et fiables sur la toile, desquelles nous avons puisé et repris de nombreuses informations pour rédiger cet article. Nous citons les sources qui nous ont été particulièrement utiles.

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie ADEME : <http://www.ademe.fr>

Systèmes Solaires. Observateur des énergies renouvelables : <http://www.energies-renouvelables.org>

Comité de liaison des énergies renouvelables CLER : <http://www.cler.org>

Groupement Énergies Nouvelles de l'Établissement de Cadarache GENEC : <http://www-drt.cea.fr/genec>

International Solar Energy Society ISES : <http://www.ises.org>

Agency. European Renewable Energy Center EUREC . BE-1040 : <http://www.eurec.be>

Association française de l'hydrogène : <http://www.afh2.org>

National Renewable Energy Laboratory NREL : <http://www.nrel.gov/ncpv>

European Renewable Energy Council EREC : <http://www.erec-renewables.org>

Association Hespul (ex *Phébus*) une association du CLER ayant pour objectif le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. <http://www.hespul.org>

Production décentralisée d'électricité au moyen d'une micro centrale hydraulique au fil de l'eau

Aymeric ANSEL , Benoît ROBYNS

Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille

Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur

13, rue de Toul, 59046 Lille Cedex

e-mail : aymeric.ansel@hei.fr

Résumé : Parmi les sources à énergies renouvelables, l'hydroélectricité est actuellement la plus développée dans le Monde de par notamment l'existence des centrales de forte puissance regroupées sous le vocable de "grand hydraulique". Les sites de construction de nouveaux grands aménagements se font désormais rares. En revanche, l'intérêt pour les énergies renouvelables et la production décentralisée croissant, la "petite hydraulique" possède un fort potentiel de développement. Cet article se propose de réaliser un état de l'art concernant les petites centrales hydroélectriques, de modéliser et de simuler une structure de micro centrale autonome à vitesse variable basée sur la mise en cascade d'une machine asynchrone à double alimentation et d'une machine synchrone à aimants permanents, ce groupe possédant la particularité de présenter un couplage à la fois électrique et mécanique.

1 Introduction

Le contexte actuel de dérégulation de l'électricité, les interrogations et les inquiétudes concernant les conséquences environnementales de la production d'énergie électrique au moyen de combustibles fossiles ou radioactifs a déclenché depuis quelques années un véritable enthousiasme en faveur de l'utilisation des énergies renouvelables comme en témoignent les nombreux articles de recherche et de presse grand public qui paraissent régulièrement. L'hydroélectricité, qui existe depuis le début du vingtième siècle, représente à elle seule plus de 94 % de la production électrique mondiale à base d'énergies renouvelables [1], [15]. On distingue la "grande hydraulique" (86%), terme regroupant les aménagements hydroélectriques de forte puissance -au delà de la dizaine de mégawatts- de la "petite hydraulique" (8,3%) regroupant les centrales de puissance inférieure. Cette deuxième catégorie d'aménagements est elle-même généralement subdivisée en petites, mini et micro centrales [2], [15]. Cette dernière distinction est à nouveau réalisée suivant le critère de la puissance et elle varie à la fois suivant les pays et les auteurs. Néanmoins, on peut considérer, d'après [15], qu'en France toute centrale hydraulique de puissance inférieure à 5 MW peut être appelée micro centrale, et, entre 5 et 10 MW, petite centrale, le terme de mini centrale n'étant alors pas usité. Cette dernière dénomination est d'usage notamment aux Etats-Unis

pour des puissances comprises entre 100 kW et 1 MW. Le terme de pico centrale est également évoqué pour des puissances inférieures à 100 kW [2] mais il est a priori usité moins couramment. On note par conséquent qu'il n'y a pas réellement de consensus sur les termes et que les frontières entre les différentes gammes de petite hydroélectricité sont floues. Ces disparités s'étendent même à la frontière entre petite et grande hydraulique dont la valeur peut varier de 10 MW, seuil cité précédemment et désormais relativement admis notamment en France et plus généralement en Europe, à 25 MW au Canada ou encore 30 MW aux Etats-Unis. Dans cet article, nous retenons les valeurs adoptées en France et indiquées précédemment. Dans une première partie, nous exposerons brièvement les principes ainsi que la situation présente et à venir de la petite hydroélectricité en Europe et en France. Nous pouvons dès à présent noter qu'une des applications caractéristiques de la petite hydraulique consiste en l'alimentation de sites isolés, ce qui nous conduit à présenter, dans un deuxième temps, nos travaux concernant la modélisation et la simulation du fonctionnement d'une structure spécifique de micro centrale hydroélectrique autonome au fil de l'eau constituée d'une machine asynchrone à double alimentation excitée, au rotor, par une machine synchrone à aimants permanents ; ces deux machines étant montées sur le même arbre.

2 Petits aménagements hydroélectriques : situation actuelle et perspectives

2.1 Aspects conjoncturels

Le développement des équipements dans le cadre de la grande hydraulique est désormais fortement limité en raison de la rareté des sites disponibles, des conséquences pour l'intégrité du paysage, pour la qualité de l'eau ainsi que pour la faune subaquatique que peuvent engendrer de telles installations [3].

En revanche, la petite hydraulique possède un fort potentiel de développement et on prévoit qu'elle tiendra une place importante dans la production électrique future par énergies renouvelables, les applications visées étant l'alimentation de sites isolés, non électrifiés, ainsi que la fourniture d'appoint au réseau interconnecté [1], [7], [15]. Les petits aménagements hydroélectriques cumulent de nombreux avantages qui en font des sources de revenus financiers particulièrement rentables pour les producteurs indépendants, avantages dont nous reprenons les plus significatifs ci-dessous :

- Il est aisé de trouver un site potentiel d'installation pour une petite centrale, cette dernière ne nécessitant que peu d'infrastructures et n'ayant pas ou peu d'exigences quant à la chute du cours d'eau dont elle turbine le débit. La taille modeste des installations affecte peu l'esthétisme du paysage et des aménagements spécifiques permettent d'épargner les poissons.

- De nombreuses centrales ont doré et déjà été construites au cours du vingtième siècle mais elles ont souvent été abandonnées dans les années 50 parce que jugées trop vétustes et trop peu compétitives par rapport à leurs homologues de grandes tailles et à certaines centrales thermiques [14]. Des installations ont alors fait l'objet d'une reconversion, notamment en moulin à grain. Etant donné le regain d'intérêt pour la production dispersée d'électricité, il s'avère intéressant, car relativement peu onéreux, de les rénover.

- Il est possible d'adjoindre des turbines hydrauliques à des installations destinées à une toute autre application. Ceci s'avère judicieux par exemple dans le cas de stations de traitement des eaux usées dont on doit abaisser le niveau de pression préalablement à leur traitement. Le turbinage de l'eau, en lieu et place d'un détendeur ("brise charge"), permet de mettre à profit l'énergie qui auparavant était perdue et ceci, à des coûts relativement bas, la centrale hydroélectrique utilisant les infrastructures et les canalisations de l'équipement initial [2], [4]. Cette solution technique, valable pour tout système hydraulique dont on doit dissiper une partie de l'énergie, est appliquée, entre autres structures, sur le réseau d'eau potable et dans des centrales de dessalement de l'eau de mer pour des puissances de quelques dizaines à quelques centaines de kilowatts.

- Des petites centrales d'un genre nouveau, appelées "hydrauliennes" en référence aux turbines éoliennes pour le vent, apparaissent sur le marché [24].

Ce sont des équipements d'une puissance unitaire de quelques dizaines de kilowatts, prêts à installer, et constitués de roues à aubes, montées sur des flotteurs, entraînant un alternateur synchrone. Ces hydrauliennes ne nécessitent aucune infrastructure particulière hormis des points d'ancrage et elles sont par conséquent particulièrement adaptées pour l'électrification de villages situés dans des pays défavorisés. De telles installations fonctionnent au Congo et au Gabon par exemple. Les hydrauliennes qui ont été présentées ci-dessus ne sont pas à confondre avec les turbines installées dans les fonds marins et qui portent le même nom.

La petite hydraulique représente plus de 37 000 MW installés de par le Monde avec une croissance du parc estimée à 18 000 MW d'ici à 2010, soit une augmentation de l'ordre de 48 %. En Europe, un "Réseau Thématique de la Petite Hydraulique", financé par l'Union Européenne et encadré par l'association "European Small Hydropower Association" (ESHA), a pour objectif de réaliser un état des lieux des besoins de la Recherche et du Marché dans ce domaine d'activité. Cette association, à l'aide de l'indicateur Euroserv'ER, a comptabilisé 13679 petits aménagements hydroélectriques en Europe en 2001 pour une puissance installée supérieure à 10300 MW contribuant ainsi à hauteur de 1,7% à la production d'électricité, toutes énergies confondues, et à hauteur d'environ 10% de la production hydroélectrique [14]. Toujours selon l'ESHA, le potentiel de croissance européen serait de l'ordre de 6000 MW dont plus de 4800 MW de nouvelles installations et 1200 MW (soit 20 %) d'anciennes centrales à réhabiliter. Néanmoins, le parc de petite hydroélectricité évolue relativement lentement en raison des procédures administratives et de l'opposition de la population à la construction de nouvelles centrales. Ainsi, en 2003, la puissance installée en Europe n'atteint que 10700 MW soit une progression de seulement 4 % en deux ans. Il est à noter que l'ESHA émet des réserves face à ces données chiffrées en raison de carences concernant la réactualisation de ces informations par les comptabilités nationales.

Parmi la communauté européenne, la France est le deuxième pays le mieux équipé en petite hydroélectricité avec plus de 1350 aménagements pour une puissance installée de 2020 MW en 2001. Les possibilités de croissance sont estimées à 300 MW de centrales à rénover et 1000 MW de nouveaux aménagements. Le pays européen leader dans le domaine est l'Italie avec 1510 petites usines pour près de 2230 MW et un potentiel estimé de 140 MW en réhabilitation et de 500 MW de nouvelles centrales.

Les considérations ci-dessus démontrent que la petite hydroélectricité a et aura un rôle significatif dans le développement des sources à énergies renouvelables soit pour la fourniture de sites isolés comme des zones rurales reculées, des chalets de montagne ou des villages de pays ayant un réseau électrique peu étendu, soit comme production d'appoint, rapidement

mobilisable, dans les réseaux interconnectés. Dans cet article, nous nous consacrerons à l'étude des micro centrales reliées à un réseau isolé, configuration pour laquelle la petite hydroélectricité est bien adaptée.

2.2 Aspects technologiques

Une petite centrale hydroélectrique est souvent un aménagement au fil de l'eau, c'est à dire ne nécessitant aucun réservoir de stockage, avec le plus souvent un barrage de faible hauteur permettant de dévier une partie du débit d'un cours d'eau dans une conduite forcée d'adduction vers la centrale. La majeure partie du débit se déverse dans le lit naturel du cours d'eau en s'écoulant au-dessus de cette digue.

Les turbines utilisées pour ces petites centrales sont du même type que celles rencontrées dans le grand hydraulique [11], à savoir des turbines Pelton pour les hautes chutes (jusqu'à 500 mètres) caractéristiques des régions montagneuses, des machines de type Francis pour les chutes moyennes (jusqu'à 200 mètres) et des turbines Kaplan pour les faibles chutes (inférieures à 30 mètres). On note également l'existence des turbines dites Crossflow pour des hauteurs de chute inférieures à 150 mètres. Dans la grande hydraulique, les hauteurs de chute peuvent être très supérieures aux valeurs précédentes.

Ces turbines entraînent soit un alternateur synchrone, ce qui est le cas le plus fréquent, soit asynchrone. Lorsque la centrale alimente des charges isolées, le générateur doit assurer la constance de la fréquence et du niveau de tension.

L'utilisation d'une machine synchrone (fig.1) suppose que la turbine fonctionne à vitesse fixe, vitesse réglée par le réglage du débit d'eau turbiné combiné, si la turbine est du type Kaplan, à celui de l'orientation de ses pales. La tension, quant à elle, est contrôlée par action sur le courant d'excitation. Néanmoins, le rendement de la turbine dépend à la fois de sa vitesse et de la puissance hydraulique [16], impliquant que le point de fonctionnement de ce système dans ce cas n'est pas optimisé.

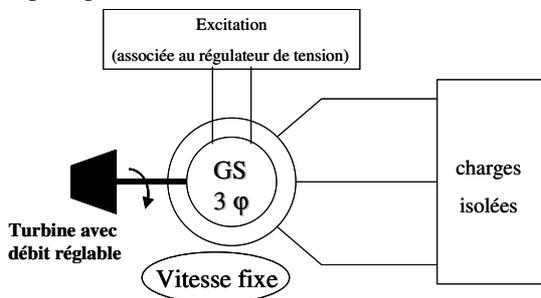


Figure 1 : Schéma d'une microcentrale hydroélectrique à base de machine synchrone.

L'emploi d'une génératrice asynchrone à cage, qui fonctionne à vitesse quasi fixe, pose le problème de la fourniture de puissance réactive nécessaire non seulement à l'aimantation de son circuit magnétique mais également à l'alimentation des charges à composantes réactives. La solution mise en oeuvre

habituellement est l'adjonction de capacités en parallèle sur les consommateurs, celles-ci, dimensionnées judicieusement, permettant d'amorcer la marche en génératrice, de maintenir la tension à son niveau nominal et d'alimenter les charges en puissance réactive. Cette solution pose à ce dernier titre un problème dans le cas de variations de la composante réactive des impédances de charge. L'alternative proposée dans le document [12] est d'installer, comme le montre la figure 2, deux batteries de condensateurs qu'il est possible de coupler ou de découpler du réseau isolé en fonction du niveau de tension. Selon ce document, cette configuration permet de maintenir la tension au niveau requis à $\pm 10\%$ près. Le réglage de la fréquence, qui dépend quant à elle du glissement de la génératrice (à valeur de capacité et de charge donnée), est réalisé par action sur le débit d'adduction d'eau. Malgré cela, la génératrice asynchrone à cage d'écureuil pose des problèmes de stabilité en tension et en fréquence.

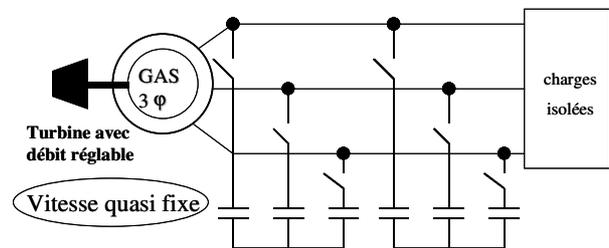


Figure 2: Schéma d'une microcentrale hydroélectrique à base de machine asynchrone à cage d'écureuil.

Pour clore ce paragraphe, nous mentionnons l'installation de charges résistives adaptatives montées en parallèle avec les consommateurs lorsque le débit ne peut pas être contrôlé. Ces charges ont alors pour fonction de dissiper la puissance électrique produite mais non consommée par les utilisateurs [12]. Il peut alors être considéré que la régulation hydraulique a été remplacée par une régulation électrique. Une microcentrale de ce type avec machine asynchrone à cage est présentée à la figure 3.

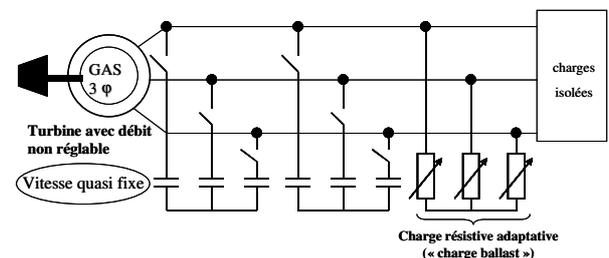


Figure 3: Schéma d'une microcentrale hydroélectrique à base de machine asynchrone à cage d'écureuil lorsque le débit n'est pas réglable.

Les structures détaillées ci-dessus sont des groupes électromécaniques que l'on peut qualifier de solutions classiques tournant à vitesse fixe ou quasi fixe et ne faisant pas intervenir de convertisseurs statiques de l'électronique de puissance. La tendance actuelle est de développer de plus en plus des systèmes à vitesse

variable dont les performances ainsi que les possibilités de contrôle sont significativement améliorées. La suite de cet article est ainsi consacrée à la présentation, la modélisation ainsi que la simulation, sous environnement Matlab-SimulinkTM, d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable faisant intervenir une machine asynchrone à rotor bobiné pilotée électroniquement par le rotor.

3 Proposition d'une structure de microcentrale hydroélectrique à vitesse variable

3.1 Turbine hydraulique

Dans le cadre de nos travaux, nous modélisons une micro centrale équipée d'une turbine Kaplan qui est une des mieux adaptées pour les faibles chutes [1], [11]. Cette turbomachine à réaction, pouvant être à axe horizontal ou vertical, se présente en fait sous la forme de pales dont l'angle d'inclinaison par rapport à l'axe de rotation peut varier (fig. 4) [8]. Le principe d'une turbine à réaction est de convertir à la fois l'énergie de pression et l'énergie cinétique de l'eau en énergie mécanique disponible sur l'arbre, la turbine étant complètement immergée. La mise en rotation est réalisée par effet tourbillon au moyen d'une bache en forme de spirale (fig.4 et fig. 5) et d'aubages distributeurs fixes ou mobiles (fig. 4).

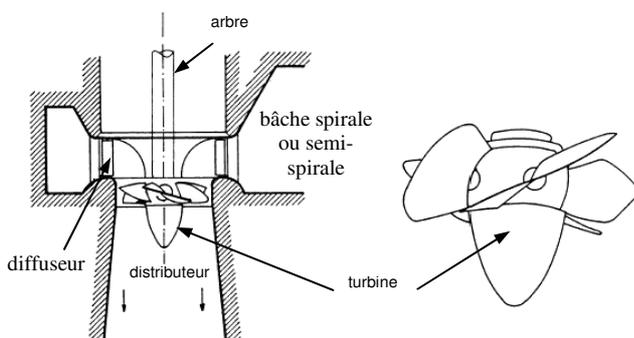


Figure 4 : Turbine Kaplan [13].

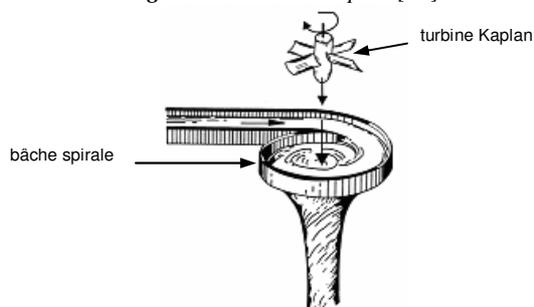


Figure 5 : Représentation type d'une bache spirale d'une turbine à réaction [13].

3.2 Système de conversion électromécanique

Plusieurs solutions sont envisageables à ce niveau. La première d'entre elles, qui apparaît immédiatement lorsque l'on étudie ce problème, est de recréer une

structure semblable à celle qui est mise en oeuvre dans les grandes centrales hydrauliques à savoir un alternateur synchrone à rotor bobiné directement connecté au réseau. Dans ce cas, nous le rappelons, la vitesse de la turbine est maintenue constante par action sur le débit hydraulique. Comme nous souhaitons alimenter un site isolé, il est nécessaire que la génératrice électrique soit autonome, notamment en ce qui concerne la phase de démarrage. Par conséquent, nous devrions utiliser une machine synchrone à aimants permanents, machine dont le coût augmente très rapidement avec la puissance. Par ailleurs, comme annoncé plus haut, nous souhaitons travailler à vitesse variable ceci, dans un premier temps, pour nous affranchir des différents réglages hydromécaniques tels que la variation de débit, le réglage de l'orientation des aubes directrices ou de celle des pales principales. Dans un deuxième temps, la variation de vitesse permettra d'optimiser le point de fonctionnement de la turbine pour un débit sur un réseau puissant afin d'extraire le maximum de puissance de la micro centrale. Dans ces deux cas, le contrôle du système est alors entièrement reporté sur un ou plusieurs convertisseurs électroniques de puissance qui doivent permettre de transiter la puissance nominale de l'aménagement, ce qui représente à nouveau un coût important.

Afin de pallier à ces inconvénients, nous considérons une structure, représentée à la figure 6, mettant en oeuvre une machine asynchrone à double alimentation pilotée par le rotor (MADA). Ce type de machine se développe également pour les aérogénérateurs [5], [17] et est pressentie dans le domaine de l'aéronautique [18]. En vue d'assurer l'autonomie du système, la machine asynchrone est magnétisée, comme l'inspire la structure étudiée dans [18] et développée pour l'alimentation des réseaux de bord d'avions, par une machine synchrone à aimants permanents (MSAP) accouplée sur le même arbre et débitant sur son rotor. Deux convertisseurs à MLI réversibles en mode "back-to-back" réalisent l'interface électrique entre les deux machines. La machine MSAP ainsi que les convertisseurs ne sont en conséquence dimensionnés que pour la puissance de glissement de la machine asynchrone, soit 20 à 25 % de sa puissance nominale, ce qui limite le coût de l'installation. Par ailleurs, les aimants permanents permettent de se dispenser d'une source auxiliaire lors de la phase de démarrage du groupe. Néanmoins, l'inconvénient majeur de cette configuration réside dans la nécessité de maintenance du système bagues-balais. On pourrait toutefois envisager de supprimer ce dispositif en utilisant un alternateur synchrone inversé et des convertisseurs solidaires de l'arbre en rotation.

4 Modélisation de la microcentrale

La structure du système représenté à la figure 6 doit sa complexité à la fois au couplage mécanique des trois machines (hydraulique et électriques) et au couplage électrique par le bus continu des machines synchrone et asynchrone. Il est proposé dans ce paragraphe d'établir

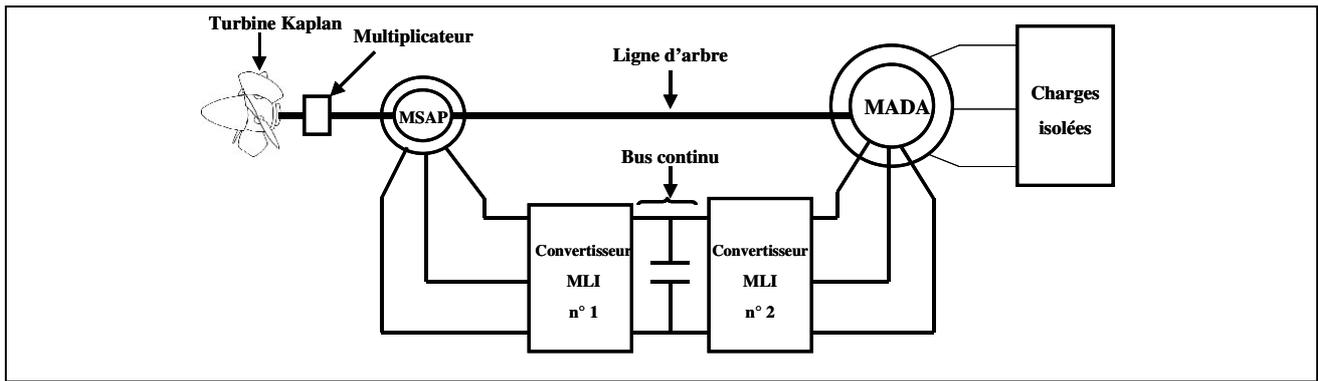


Figure 6 : Proposition d'une structure de microcentrale hydroélectrique à vitesse variable.

un modèle dynamique de cette microcentrale. Les équations relatives à chaque composant du système sont exposées ; un modèle global, ou macro modèle, construit suivant une approche graphique, permet ensuite de visualiser et d'analyser les interactions mises en jeu.

4.1 Modélisation des composantes mécaniques du système

4.1.1 La turbine hydraulique

Le modèle de turbine que nous avons adopté est un modèle simple, statique, qui ne prend pas en compte certains paramètres hydrauliques tels que l'inertie et la compressibilité de l'eau, ainsi que l'élasticité de la conduite d'amenée à la turbine. Des modèles plus précis sont développés dans [8].

Nous supposons dans cette étude que le débit de l'eau ainsi que l'orientation des aubes directrices et des pales de la turbine sont constants. Dans cette hypothèse, la turbine Kaplan est dénommée turbine hélice. Sa caractéristique couple-vitesse est pratiquement linéaire comme représenté à la figure 7 où T représente le couple délivré par la turbine et Ω , la vitesse de rotation [11], ces deux quantités étant considérées en sortie de multiplicateur (arbre secondaire).

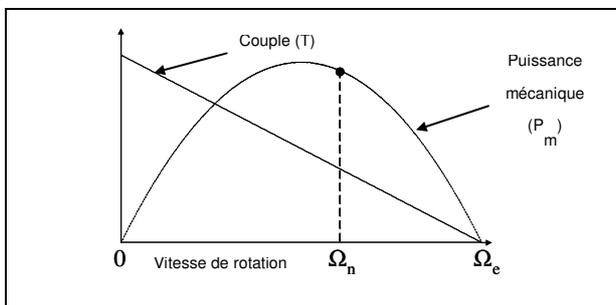


Figure 7 : Caractéristique couple / vitesse d'une turbine hydraulique fonctionnant à débit constant.

L'allure de cette caractéristique, commune à toutes les catégories existantes de turbines hydrauliques, permet d'en déduire que la puissance mécanique fournie, notée P_m , est de forme parabolique (fig. 7). On distingue par ailleurs la vitesse d'emballement de la turbine Ω_e qui

correspond à un fonctionnement pour lequel le débit est non nul mais aucune charge n'est connectée à la génératrice de sorte que le couple est nul. L'équation de la caractéristique couple-vitesse de la turbine, sous débit et chute nominaux, est donnée ci-dessous [11] :

$$T = T_n \left(1,8 - \frac{\Omega}{\Omega_n} \right) \quad (1)$$

L'indice "n" fait référence aux grandeurs nominales.

Nous avons supposé par cette expression que la vitesse d'emballement de la turbine étudiée est égale à 1,8 fois la vitesse nominale [11]. Par ailleurs, nous avons :

$$P_m = T \cdot \Omega \quad (2)$$

Cette puissance mécanique est obtenue à partir de la puissance hydraulique, fournie par le cours d'eau, qui est proportionnelle au produit débit/hauteur de chute.

4.1.2 La ligne d'arbre

La vitesse du groupe électromécanique est déterminée par l'ensemble des couples appliqués sur la ligne d'arbre à partir de l'équation fondamentale de la dynamique :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = T - T_{ms} - T_{mada} \quad (3)$$

T_{ms} et T_{mada} sont les couples respectivement de la machine synchrone et de la machine asynchrone.

4.2 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents

L'induit de l'alternateur synchrone est relié, via les convertisseurs de puissance, au rotor de la génératrice asynchrone. La machine synchrone joue donc à la fois le rôle d'excitatrice de la machine principale, la rendant ainsi autonome, et celui de régulateur de la tension du bus continu représenté par un condensateur à la figure 6 [18]. En conséquence, il est possible de ne dimensionner cette machine que pour la puissance de glissement de la MADA. On considère dans la plupart des articles traitant de la machine asynchrone à double alimentation que l'on limite cette dernière puissance à 25 % de la puissance nominale de l'installation.

La machine synchrone est modélisée dans un référentiel de Park lié au champ tournant conduisant aux équations classiques suivantes:

$$\begin{cases} v_{dms} = R_{ms} i_{dms} + L_d \frac{di_{dms}}{dt} - \omega_{ms} L_q i_{qms} & (4) \\ v_{qms} = R_{ms} i_{qms} + L_q \frac{di_{qms}}{dt} + \omega_{ms} (L_d i_{dms} + \Phi_f) & (5) \end{cases}$$

Dans ces équations, l'indice "ms" est relatif à la machine synchrone. v_{dms} et v_{qms} sont les composantes de Park des tensions statoriques de la machine, tensions de pulsation ω_{ms} , i_{dms} et i_{qms} représentant ses courants statoriques. R_{ms} , L_d et L_q modélisent respectivement la résistance d'enroulement, l'inductance d'axe direct et l'inductance d'axe en quadrature de l'alternateur. La quantité Φ_f désigne quant à elle le flux d'excitation engendré par les aimants permanents.

Nous constatons que les termes $\omega_{ms} L_q i_{qms}$ et $\omega_{ms} (L_d i_{dms} + \Phi_f)$ sont des forces électromotrices mettant en évidence un couplage entre les axes d et q. Nous convenons alors de noter :

$$\begin{cases} e_{dms} = \omega_{ms} L_q i_{qms} & (6) \\ e_{qms} = \omega_{ms} (L_d i_{dms} + \Phi_f) & (7) \end{cases}$$

4.3 Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation

Cette machine est également modélisée dans un référentiel de Park, les axes d et q étant solidaires du champ tournant. Dans ces conditions, les équations (8) à (11) de la machine font intervenir directement la pulsation des grandeurs statoriques ω_s et la vitesse électrique du champ tournant par rapport au rotor ($\omega_s - p_{mada} \Omega$).

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\Phi_{sd}}{dt} - \omega_s \Phi_{sq} & (8) \\ v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\Phi_{sq}}{dt} + \omega_s \Phi_{sd} & (9) \end{cases}$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\Phi_{rd}}{dt} - (\omega_s - p_{mada} \Omega) \Phi_{rq} \quad (10)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\Phi_{rq}}{dt} + (\omega_s - p_{mada} \Omega) \Phi_{rd} \quad (11)$$

Dans ces équations, R_s et R_r modélisent la résistance des enroulements respectivement statoriques

et rotoriques. p_{mada} est le nombre de paires de pôles de la MADA. v_{sd} et v_{sq} désignent les tensions statoriques respectivement d'axe direct et en quadrature alors que v_{rd} et v_{rq} font référence aux tensions rotoriques. i_{sd} , i_{sq} , i_{rd} et i_{rq} représentent les composantes des courants au stator et au rotor. De même, Φ_{sd} , Φ_{sq} , Φ_{rd} et Φ_{rq} désignent les composantes de flux qui s'expriment en fonction des inductances de la machine suivant les équations :

$$\Phi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \quad (12)$$

$$\Phi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} \quad (13)$$

$$\Phi_{rd} = L_r i_{rd} + M i_{sd} \quad (14)$$

$$\Phi_{rq} = L_r i_{rq} + M i_{sq} \quad (15)$$

L_s , L_r et M représentent les inductances cycliques respectivement statorique, rotorique et mutuelle entre armatures.

Il est à noter que le modèle de la MADA diffère du modèle d'une machine asynchrone classique à rotor à cage ou rotor bobiné en court-circuit uniquement par le fait que les tensions rotoriques ne sont pas nulles, ce qui nous permet de piloter la génératrice par le rotor.

Une machine électrique, telle la MADA de ce système, fonctionnant en génératrice peut être considérée comme une source de courant de par son caractère inductif prépondérant. La microcentrale alimentant, dans le contexte de cet exposé, des charges isolées également préférentiellement inductives, des difficultés de modélisation dues au non respect de la règle d'alternance des sources apparaissent alors. Il n'est par ailleurs pas envisageable de considérer la MADA comme une source de tension, cette dernière étant fonction du courant de charge. Pour lever ce problème, une alternative consistant à appréhender la génératrice comme source de force électromotrice est proposée. Les équations (8) et (9) donnant les tensions statoriques sont par conséquent modifiées en utilisant (12) et (13) pour obtenir le résultat suivant :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + L_s \frac{di_{sd}}{dt} + M \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_s \Phi_{sq} \quad (16)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + L_s \frac{di_{sq}}{dt} + M \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_s \Phi_{sd} \quad (17)$$

Les forces électromotrices statoriques pour les axes d et q sont alors définies comme suit :

$$e_{sd} = M \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_s \Phi_{sq} = v_{sd} - R_s i_{sd} - L_s \frac{di_{sd}}{dt} \quad (18)$$

$$e_{sq} = M \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_s \Phi_{sd} = v_{sq} - R_s i_{sq} - L_s \frac{di_{sq}}{dt} \quad (19)$$

Ainsi les équations (18) et (19) montrent que le modèle de la partie statorique de la MADA consiste, pour chacun des axes, en la mise en série d'une force électromotrice, de la résistance des enroulements, de leur inductance propre ainsi que des éléments résistifs et inductifs de la charge. Dans ces équations, la charge n'est représentée que par la tension à ses bornes (v_{sd} ou v_{sq}).

Nous verrons en outre que le choix de modèle que nous venons de décrire est également utile pour la synthèse de la commande de la microcentrale.

4.4 Modélisation des convertisseurs statiques de puissance

Les convertisseurs de puissance, dont le fonctionnement est basé sur les commutations d'interrupteurs semi-conducteurs, sont par nature des systèmes discrets. Prendre en compte ces phénomènes dans la modélisation s'avère intéressant dans le cadre d'une étude d'impact des convertisseurs sur le spectre des courants et tensions mais ceci conduit à opter, lors de la simulation, pour un pas de calcul très faible dépendant de la fréquence de commutation des composants électroniques. Les temps de simulation deviennent alors importants. Pour pallier à ce problème, nous adoptons un modèle continu équivalent des convertisseurs, modèle décrit notamment dans [6], [9], [19], [20] et qui permet de retenir dans l'analyse du système uniquement les composantes utiles des signaux électriques. Ce modèle permet également d'aborder plus simplement le problème de la commande.

Pour expliciter le principe du modèle continu équivalent, prenons l'exemple d'un onduleur que nous représentons schématiquement à la figure 8. Le modèle de ce convertisseur est alors décrit, dans un référentiel de Park non normé, par les équations suivantes [9] :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \frac{U}{2} \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \end{bmatrix} \quad (20)$$

$$i = \frac{3}{4} \begin{bmatrix} m_d & m_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (21)$$

v_d et v_q sont les composantes de Park des tensions v_a , v_b et v_c en sortie de l'onduleur. De même i_d et i_q sont les composantes de Park des courants i_a , i_b et i_c .

m_d et m_q sont les fonctions de connexion continues prenant des valeurs comprises entre - 1 et + 1 [9].

U est la tension du bus continu.

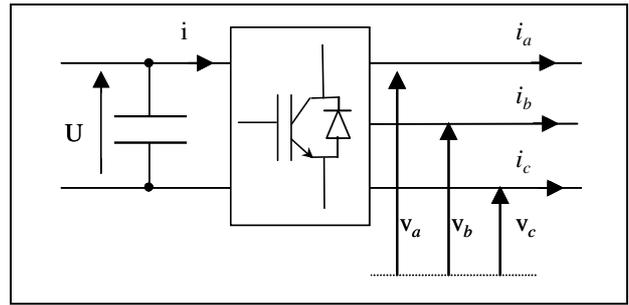


Figure 8 : Représentation schématique d'un onduleur.

4.5 Modélisation du bus continu

Le bus continu est modélisé par un condensateur (fig. 9), de capacité C , de sorte que l'on peut écrire :

$$C \frac{dU}{dt} = -i_1 - i_2 \quad (22)$$

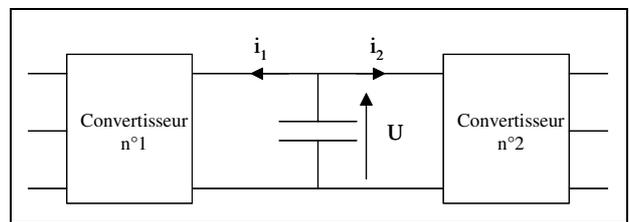


Figure 9 : Représentation du bus continu.

4.6 Modèle global du système

Nous avons présenté dans les paragraphes précédents le modèle adopté pour chaque élément du système pris séparément. Le groupe présentant une structure complexe de par le double couplage électrique et mécanique des machines, il nous a semblé judicieux de synthétiser les interactions entre ces différents éléments en établissant un schéma global de la micro centrale, représenté à la figure 10, déterminé suivant le principe physique élémentaire d'action/réaction. Ce type de modèle a été développé au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP) et est appelé "Représentation Energétique Macroscopique" (REM) parce qu'il décrit les flux d'énergie internes entre les différents éléments du système étudié. Cette représentation est une extension du "Graphe Informationnel Causal" (GIC) également développé dans notre Laboratoire [10], [17]. Dans un graphe de type REM, les ellipses représentent des sources (comme par exemple le débit hydraulique); les triangles symbolisent des convertisseurs mécaniques, telle la turbine Kaplan alors que les disques et les carrés sont respectivement les macro modèles des convertisseurs électromagnétiques et électroniques de puissance ; les rectangles avec une diagonale représentent des éléments d'accumulation d'énergie, comme peuvent l'être des inductances ou des capacités, dont les sorties sont des variables d'état. Il est à noter qu'un disque double est introduit pour modéliser la MADA, ceci dans le but de décrire le couplage magnétique entre le stator et le rotor de cette machine. Dans le schéma de la figure 10, e_{rd} et e_{rq} sont les forces électromotrices rotoriques définies de manière identique à e_{sd} et e_{sq} .

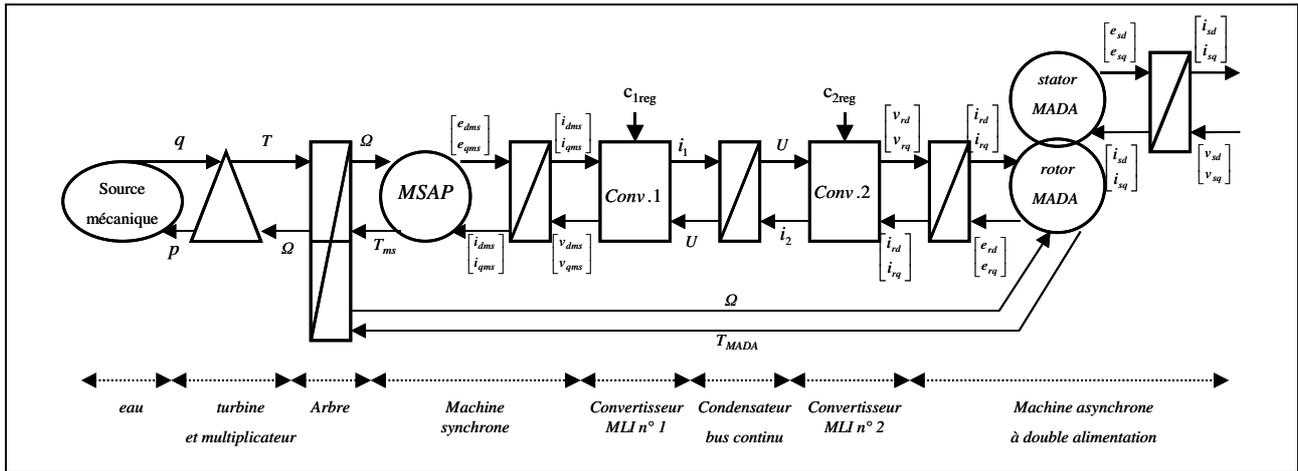


Figure 10 : Représentation énergétique macroscopique de la microcentrale.

Ce graphe montre la complexité du système et met en évidence d'une part le couplage mécanique entre la machine hydraulique et les deux machines électriques, dans la mesure où trois couples sont présents sur la ligne d'arbre, et d'autre part le couplage électrique entre la MADA et la MSAP par l'intermédiaire des convertisseurs électroniques de puissance. Le bus continu est l'élément principal de ce dernier couplage.

5 Commande de la microcentrale

La micro centrale étudiée doit alimenter une charge isolée triphasée dont les impédances sont supposées être couplées en étoile. La tension composée nominale efficace de fonctionnement de cette charge est de 400V tandis que la fréquence requise est de 50 Hz. Par conséquent, la commande de la machine asynchrone devra assurer, quelle que soit la valeur de la charge, une tension et une fréquence constantes égales à leur valeur nominale.

5.1 Contrôle de la tension au stator de la MADA

Ce contrôle, dont les principes sont décrits à la figure 11, est réalisé par le convertisseur n°2.

En considérant les équations des tensions statoriques de la MADA (16), (17), (18) et (19) et en négligeant les termes dérivés, il vient :

$$v_{sd} \approx R_s i_{sd} + e_{sd} \quad (23)$$

$$v_{sq} \approx R_s i_{sq} + e_{sq} \quad (24)$$

$$e_{sd} \approx -\omega_s \Phi_{sq} \quad (25)$$

$$e_{sq} \approx \omega_s \Phi_{sd} \quad (26)$$

Les flux statoriques, de par (12) et (13), étant des fonctions des courants statoriques et rotoriques, e_{sd} et e_{sq} peuvent être exprimées en fonction de ces courants statoriques et des flux rotoriques en considérant les

expressions suivantes déduites de (14) et (15) :

$$i_{rd} = \frac{1}{L_r} (\Phi_{rd} - M i_{sd}) \quad (27)$$

$$i_{rq} = \frac{1}{L_r} (\Phi_{rq} - M i_{sq}) \quad (28)$$

expressions qui modifient (12) et (13) pour conduire à :

$$\Phi_{sd} = \sigma L_s i_{sd} + \frac{M}{L_r} \Phi_{rd} \quad (29)$$

$$\Phi_{sq} = \sigma L_s i_{sq} + \frac{M}{L_r} \Phi_{rq} \quad (30)$$

$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r}$ étant le coefficient de dispersion de la machine.

Les forces électromotrices statoriques peuvent alors s'écrire comme suit, en utilisant (25) et (26) :

$$e_{sd} \approx -\omega_s \frac{M}{L_r} \left(\Phi_{rq} + \sigma \frac{L_s L_r}{M} i_{sq} \right) \quad (31)$$

$$e_{sq} \approx \omega_s \frac{M}{L_r} \left(\Phi_{rd} + \sigma \frac{L_s L_r}{M} i_{sd} \right) \quad (32)$$

Les équations (31) et (32) montrent, en reléguant les chutes de tension dues aux courants statoriques au rang de perturbation, que les flux rotoriques, variables d'état, sont les grandeurs naturelles qui permettent de contrôler les forces électromotrices. Un des objectifs de la commande est alors de donner à ces forces électromotrices une valeur telle que les chutes de

tension $R_s i_{sd} + L_s \frac{di_{sd}}{dt}$ et $R_s i_{sq} + L_s \frac{di_{sq}}{dt}$, apparaissant dans (18) et (19), soient compensées et que la valeur efficace de la tension statorique de la MADA soit constamment égale à sa valeur nominale.

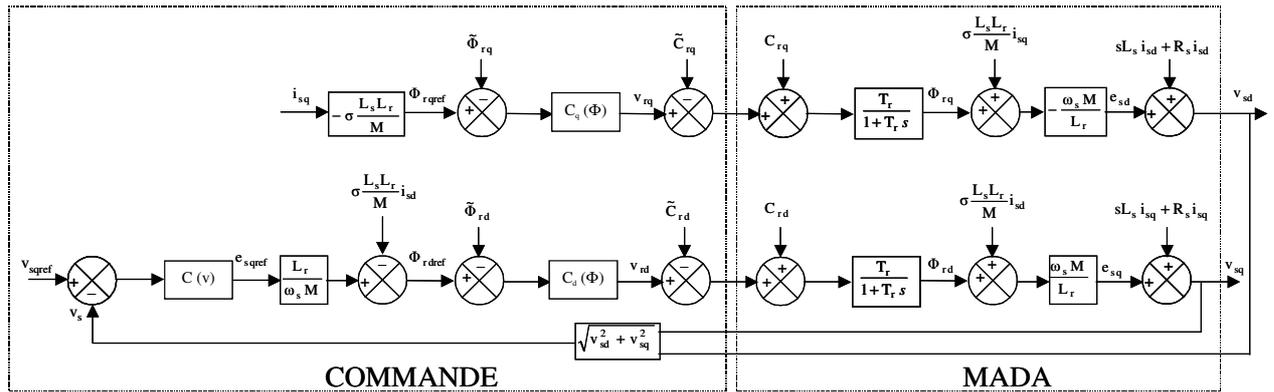


Figure 11 : Schéma de principe de la régulation de la tension au stator de la MADA.

5.1.1 Flux rotoriques de référence

Comme il est envisagé de réguler les flux rotoriques, il est choisi d'orienter le flux statorique et plus particulièrement suivant l'axe direct. Par conséquent, il vient :

$\Phi_{sqref} = 0$ ce qui conduit en considérant la relation (30) à définir la référence de flux rotorique d'axe en quadrature :

$$\Phi_{rqref} = -\sigma \frac{L_s L_r}{M} i_{sq} \quad (33)$$

L'indice "ref" indique qu'il s'agit d'une grandeur de consigne. Cette référence est générée à partir de la composante en quadrature des courants statoriques mesurés.

Si le flux statorique est correctement orienté, la force électromotrice e_{sd} est nulle selon (31), impliquant alors, d'après (23) et (24), que la tension statorique est réglable par action sur la valeur de e_{sq} , et par conséquent de Φ_{rd} , en compensant les effets induits par le courant i_{sd} . La relation (32) permet alors de déterminer le flux rotorique de référence selon l'axe direct. Il vient alors :

$$\Phi_{rdref} = \frac{L_r}{\omega_s M} e_{sqref} - \frac{\sigma L_s L_r}{M} i_{sd} \quad (34)$$

La référence de force électromotrice d'axe en quadrature e_{sqref} est la grandeur de commande du correcteur visant à annuler l'erreur statique obtenue sur la tension statorique.

Les considérations portant sur les consignes des flux rotoriques mettent en évidence les deux axes de commande. En effet, le contrôle du flux d'axe q permet d'orienter le flux statorique suivant l'axe d conduisant ainsi au découplage des deux axes ; le contrôle du flux d'axe d permet, quant à lui, de réguler la force électromotrice d'axe en quadrature en vue de maintenir la valeur efficace de la tension statorique V_s constante quel que soit le courant de charge de la MADA. Ce contrôle inclut une boucle interne de régulation de flux et une boucle externe de tension Cette stratégie de

réglage s'apparente à celle mise en oeuvre pour la régulation de tension d'un alternateur classique pour lequel on agit sur la force électromotrice apparente par l'intermédiaire du courant continu d'excitation générant le flux rotorique, ces deux quantités étant bien représentées dans le plan complexe par des phaseurs en quadrature. Dans le contexte de notre étude, l'excitation de la MADA est réalisée par les courants rotoriques qui sont des grandeurs alternatives. Ces remarques justifient notamment le nom de machine synchrone généralisée conféré à cette machine.

5.1.2 Boucles de flux rotoriques

Les flux rotoriques sont des fonctions des courants rotoriques lesquels peuvent être contrôlés par les tensions d'alimentation v_{rd} et v_{rq} de cette armature comme le montre la figure 10. Ainsi les équations (10) et (11) deviennent, en utilisant (27) et (28) :

$$v_{rd} = \frac{R_r}{L_r} \Phi_{rd} + \frac{d\Phi_{rd}}{dt} - \frac{MR_r}{L_r} i_{sd} - (\omega_s - p_{mada} \Omega) \Phi_{rq} \quad (35)$$

$$v_{rq} = \frac{R_r}{L_r} \Phi_{rq} + \frac{d\Phi_{rq}}{dt} - \frac{MR_r}{L_r} i_{sq} + (\omega_s - p_{mada} \Omega) \Phi_{rd} \quad (36)$$

En convenant de noter :

$$C_{rd} = \frac{MR_r}{L_r} i_{sd} + (\omega_s - p_{mada} \Omega) \Phi_{rq} \quad (37)$$

$$C_{rq} = \frac{MR_r}{L_r} i_{sq} - (\omega_s - p_{mada} \Omega) \Phi_{rd} \quad (38)$$

et $T_r = \frac{L_r}{R_r}$, la constante de temps rotorique de la MADA, il vient :

$$v_{rd} = \frac{d\Phi_{rd}}{dt} + \frac{1}{T_r} \Phi_{rd} - C_{rd} \quad (39)$$

$$v_{rq} = \frac{d\Phi_{rq}}{dt} + \frac{1}{T_r} \Phi_{rq} - C_{rq} \quad (40)$$

Ces deux dernières relations donnent, dans le domaine de Laplace, en notant s l'opérateur associé :

$$\Phi_{rd} = \left(\frac{T_r}{1 + T_r s} \right) (v_{rd} + C_{rd}) \quad (41)$$

$$\Phi_{rq} = \left(\frac{T_r}{1 + T_r s} \right) (v_{rq} + C_{rq}) \quad (42)$$

Les quantités C_{rd} et C_{rq} sont des termes incluant chacun, d'après (37) et (38) une force électromotrice induite par un courant statorique et une force électromotrice de couplage. C_{rd} et C_{rq} doivent par conséquent être compensés par la commande en vue d'assurer un asservissement correct des flux rotoriques à leur valeur de consigne, nécessitant alors une estimation de ces termes. Les estimées \tilde{C}_{rd} et \tilde{C}_{rq} respectivement de C_{rd} et C_{rq} sont déterminées comme le montrent (37) et (38) à partir de la mesure des courants statoriques et de la vitesse, de la connaissance des paramètres de la machine et des estimées $\tilde{\Phi}_{rd}$ et $\tilde{\Phi}_{rq}$ des flux rotoriques. Celles-ci sont obtenues, suivant (14) et (15) à l'aide des mesures des courants statoriques et rotoriques et de la connaissance des inductances de la MADA.

Par ailleurs, les correcteurs associés aux boucles de flux sont notés $C_d(\Phi)$ et $C_q(\Phi)$. Le traitement de l'erreur pratiqué actuellement est de type proportionnel-intégral.

5.1.3 Boucle de tension

Cette boucle externe réalise une correction de type intégrale de l'erreur sur la valeur efficace de la tension. Le correcteur, dénommé $C(v)$ sur le schéma de la figure 11, génère la consigne de force électromotrice suivant l'axe q , e_{sd} étant nulle de par l'orientation du

flux statorique suivant l'axe d .

5.1.4 Régulation de fréquence

La commande doit également assurer que la fréquence de la tension statorique se maintienne à 50Hz quel que soit le point de fonctionnement de la micro centrale. Ceci sera réalisé si la condition de fréquence, explicitée ci-dessous, liant la fréquence statorique f_s , la fréquence rotorique f_r et la vitesse de rotation Ω est satisfaite :

$$f_r = \left| f_s - \frac{P_{mada} \Omega}{2\pi} \right| \quad (43)$$

Cette condition est caractéristique de la nature asynchrone de la génératrice.

5.2 Régulation de la tension du bus continu

Cette régulation, dont les principes sont exposés à la figure 12, est réalisée par le convertisseur n°1 connecté au stator de la machine synchrone. En admettant que le courant i_2 (fig. 9) du bus continu soit considéré comme une perturbation, la régulation de la tension U passe par le contrôle du courant i_1 en sortie de convertisseur (22). Pour ce faire, on établit en premier lieu un asservissement du courant i_{dms} à 0 de sorte que, en régime permanent et en négligeant la chute de tension due à R_{ms} , (4) et (5) deviennent :

$$\begin{cases} v_{dms} = -\omega_{ms} L_q i_{qms} \\ v_{qms} = \omega_{ms} \Phi_f \end{cases} \quad (44)$$

Les pertes dans le convertisseur étant négligées, on pose ensuite l'égalité entre les puissances électriques au stator de la MSAP et sur le bus continu, ce qui mène à :

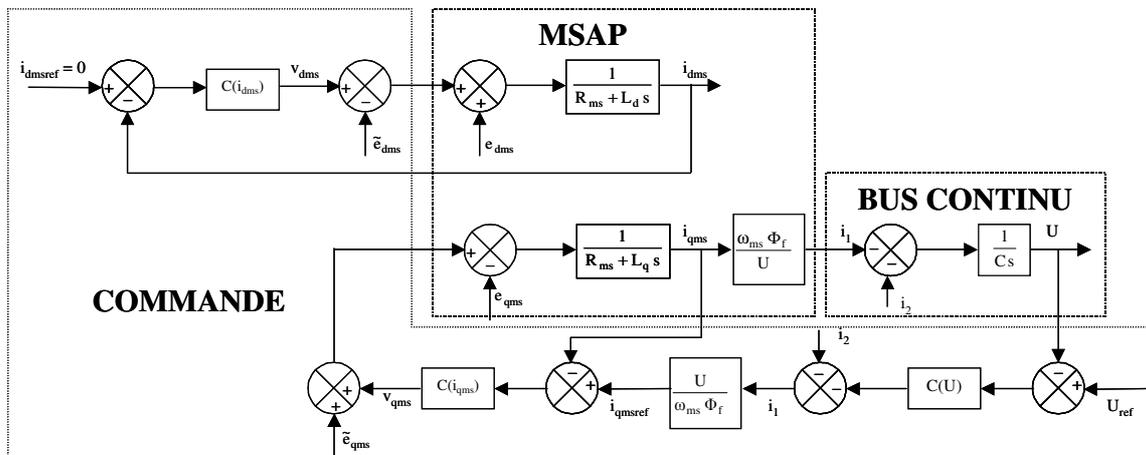


Figure 12 : Schéma de principe de la régulation de la tension du bus continu.

$$v_{qms} i_{qms} = U i_1 \quad (46)$$

soit :

$$i_{qms} = \frac{U i_1}{\omega_{ms} \Phi_f} \quad (47)$$

équation montrant que la régulation de U implique de contrôler le courant d'axe en quadrature de la machine synchrone. On en déduit ainsi les schémas blocs, analogues à ceux décrits dans [18], représentés à la figure 12 sur lesquels \tilde{e}_{dms} et \tilde{e}_{qms} sont les estimées des termes de couplage e_{dms} et e_{qms} déterminées à partir des paramètres de la MSAP et de la mesure des courants statoriques. $C(i_{dms})$, $C(i_{qms})$ et $C(U)$ sont les correcteurs associés aux boucles de courants statoriques de la machine synchrone pour les deux premiers et à la boucle externe de tension pour le troisième.

En cas de surtension du bus continu, il est possible de défluxer la machine synchrone par action sur le courant d'axe direct i_{dms} [18].

6 Simulation du fonctionnement de la micro centrale

Lors de la simulation, effectuée sous environnement Matlab-Simulink™, la micro centrale, dont la turbine est supposée être soumise à un débit hydraulique constant, alimente des charges isolées dont la puissance active totale P_s varie selon le scénario suivant : à $t = 0s$, $P_s = 0$ kW ; à $t = 1$ s, $P_s = 9$ kW ; à $t = 3$ s, $P_s = 11$ kW et à $t = 5$ s, $P_s = 11,3$ kW, valeur maximale de la puissance mécanique que peut fournir la turbine. Cette valeur correspond en fait à la puissance hydraulique disponible, puissance constante à débit et hauteur de chute constants. Le facteur de puissance global est fixé à la valeur de 0,8 en arrière. Les résultats de simulation sont reportés sur les figures 13 à 16. La figure 13, représentant les tensions statoriques v_{sd} et v_{sq} , montre que, malgré l'évolution du point de fonctionnement, la tension v_{sd} reste pratiquement nulle et que la tension v_{sq} est bien maintenue à sa valeur nominale, soit 230 V (tension simple). La figure 14 décrit l'évolution de la vitesse de rotation du groupe qui dépend de la puissance P_s et des caractéristiques mécaniques des trois machines. Entre 0 et 5 secondes, la MADA fonctionne en hypersynchronisme ; le dernier point de

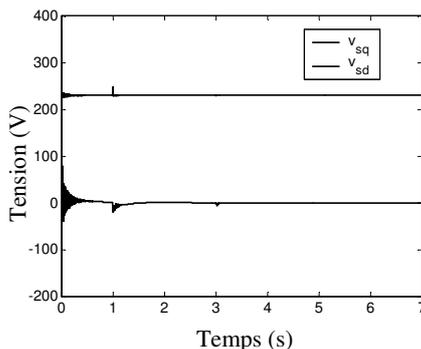


Figure 13 : Tensions statoriques de la MADA.

fonctionnement, à puissance maximale, induit un passage en hyposynchronisme, la vitesse étant alors très légèrement inférieure à la vitesse du champ tournant. Ces considérations sont corroborées par l'examen de la figure 15 représentant les puissances actives au stator, P_{stator} , et au rotor, P_{rotor} , de la MADA ainsi que la puissance mécanique fournie par la turbine. P_{rotor} change en effet de signe à $t = 5$ secondes. On vérifie également que cette puissance est d'autant moins élevée que le glissement est faible. Par ailleurs, en hypersynchronisme, P_{rotor} est débitée par le rotor. Dans le cas inverse, cette puissance est consommée. La figure 16 montre alors que le signe du couple de la machine synchrone dépend directement de celui de P_{rotor} , puissance active débitée ou fournie à la MSAP. En hypersynchronisme, la machine synchrone est motrice, son couple contribuant à celui de la turbine hydraulique. En hyposynchronisme, au contraire, la MSAP est génératrice.

7 Conclusion

Dans cet article, nous avons exposé la situation et les perspectives de la petite hydraulique dans un contexte de développement de la production électrique au moyen d'énergies renouvelables. L'hydroélectricité présente un certain nombre d'avantages intéressants que nous avons détaillés. Nous avons également présenté des technologies mises en oeuvre dans les petites centrales pour ensuite proposer une structure de transmission de puissance d'une micro centrale autonome que nous avons modélisée et simulée. Ce groupe, autonome et à vitesse variable, est constitué de la mise en cascade d'une machine synchrone à aimants permanents (MSAP) et d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA). La MSAP fournit à la MADA la puissance réactive nécessaire à l'aimantation de son circuit magnétique et à l'alimentation des charges ce qui permet de se dispenser des bancs de condensateurs utilisés avec les génératrices asynchrones classiques : la MADA fonctionne alors en machine synchrone généralisée, l'excitation étant réalisée par des courants alternatifs. La vitesse pouvant prendre des valeurs supérieures ou inférieures à la vitesse de synchronisme, la puissance rotorique de la MADA peut être soit débitée, soit consommée par l'armature induisant un comportement respectivement moteur ou générateur de la MSAP.

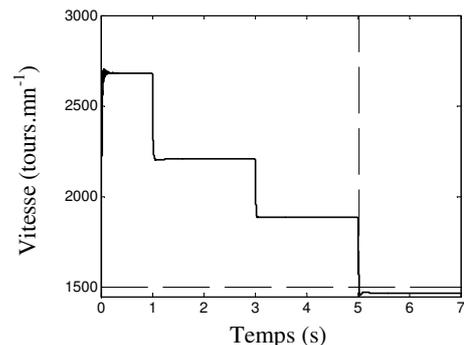


Figure 14 : Vitesse de rotation du groupe.

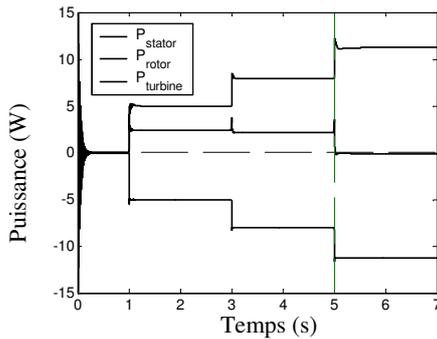


Figure 15 : Puissances actives statorique et rotorique de la MADA et puissance mécanique fournie par la turbine.

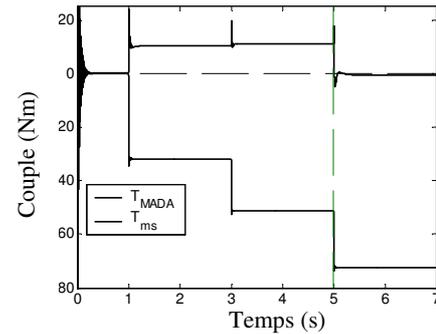


Figure 16 : Couples de la MADA et de la MSAP.

8 Bibliographie

Périodiques:

- [1] G. Hemery, J. Coulon, "Centrales hydroélectriques et apport de la vitesse variable", *Revue de l'Electricité et de l'Electronique*, pp. 46-52, Décembre 1999.
- [2] "L'eau : de l'énergie en cascade", *Revue Systèmes Solaires*, n°152, 2002, pp.12-22.
- [3] S. Kato, N. Hoshi, K. Oguchi, "Small scale hydropower", *IEEE Industry Applications Magazine*, pp. 32-38, juillet-août 2003.
- [4] "Eau potable et...énergétique!", *Revue Systèmes Solaires*, n°152, 2002, pp.24-27.
- [5] S. Müller, M. Deicke, R.W. De Doncker, "Doubly fed induction generator systems for wind turbines", *IEEE Industry Applications magazine*, pp. 26-33, mai-juin 2002.
- [6] B. Robyns, M. Nasser, F. Berthereau, F. Labrique, "Equivalent continuous model of a variable speed wind generator", *ELECTROMOTION*, vol.8, n°4, 2001, pp. 202-208.

Livres:

- [7] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, "*Embedded generation*", Londres, The Institution of Electrical Engineers, 2000.
- [8] P. Kundur, "*Power System Stability and Control*", Electric Power Research Institute, Californie, Mac Graw-Hill, 1994.
- [9] F. Labrique, H. Buyse, G. Séguier, R. Bausière, "*Les convertisseurs de l'électronique de puissance, Commande et comportement dynamique*", Tome 5, Technique et Documentation, Lavoisier, 1998.
- [10] J.P. Caron, J.P. Hautier, "*Modélisation et Commande de la machine asynchrone*", Technip, 1995.

Rapports techniques:

- [11] "Petites centrales hydrauliques – Turbines hydrauliques", Rapport du Programme d'Action Energies Renouvelables en Suisse (PACER), ISBN 3-905232-54-5
- [12] "Petites centrales hydrauliques – Générateurs et installations électriques", Rapport du Programme d'Action Energies Renouvelables en Suisse (PACER), ISBN 3-905232-55-3
- [13] "Petites centrales hydrauliques – le choix, le dimensionnement et les essais de réception d'une mini-turbine", Rapport du Programme d'Action Energies Renouvelables en Suisse (PACER), ISBN 3-90-5232-57-X
- [14] ESHA Newsletter Septembre 2001 ; disponible sur : <http://www.esha.be/frnewslet03.htm>

Actes de conférences:

- [15] C. Dragu, T. Sels, R. Belmans, "Small Hydro Power – State of the Art and Applications", *International Conference on Power Generation and Sustainable Development, (AIM)*, Liège, Belgique, 8-9 octobre, 2001; pp. 265-270.
- [16] C. R. Kelber, W. Schumacher, "Adjustable Speed Constant Frequency Energy Generation with Doubly-Fed Induction Machines", *VSSHy 2000 - European Conference Variable Speed in Small Hydro -*; Grenoble, France; 26-28 janvier, 2000.
- [17] S. El Aimani, B. François, F. Minne, B. Robyns, "Modelling and Simulation of Doubly Fed Induction Generators For Variable Speed Wind Turbines integrated in a Distribution Network", *EPE 2003*, Toulouse, France, 2-4 septembre 2003, CD Rom, ISBN : 90-75815-07-7
- [18] F. Khatounian, E. Monmasson, F. Berthereau, E. Delaleau, J.P. Louis, "Control of a Doubly Fed Induction Generator for Aircraft Application", *IECON 2003*, Roanoke, Virginie, Etats-Unis, 2-6 novembre, 2003, pp. 2709-2714.
- [19] B. Robyns, Y. Pankow, L. Leclercq, B. François, "Equivalent continuous dynamic model of renewable energy systems", *Proceedings of the 7th International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems, ELECTRIMACS 2002*, Montréal, Québec, 18-20 Août 2002 (CD Rom).
- [20] Y. Pankow, L. Leclercq, B. François, B. Robyns, "Modelling and simulation of hybrid wind-photovoltaic generating system", *Proceedings of the 10th European Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2002*, Cavtat & Dubrovnik, Croatie, 9-11 septembre 2002 (CD Rom).
- [21] L. Leclercq, A. Ansel, B. Robyns, "Autonomous high power variable speed wind generator", *EPE 2003*, Toulouse, France, 2-4 septembre 2003, CD Rom.
- [22] S. El Aimani, B. François, B. Robyns, F. Minne, "Modelling of generated harmonics from a wind energy conversion system based on a doubly fed induction generator", *ELECTROMOTION 2003*, Marrakesh, Maroc, 26-28 novembre 2003.
- [23] A. Ansel, M. Biet, B. Robyns, "Microhydropower station based on a doubly fed induction generator excited by a PM synchronous machine", *ICEM 2004*, Cracovie, Pologne, 5-8 septembre 2004, CD Rom

Sites internet:

- [24] www.ruttenhydro.com

La petite production décentralisée et les réseaux de distribution électrique

RAPHAËL CAIRE

European Institute for Energy Research

Emmi-Noether-Strasse, 11

76131 Karlsruhe, Allemagne

Résumé : En raison de la libéralisation du marché européen de l'énergie, de l'arrivée à maturité de petits moyens de production, des directives européennes et des contraintes écologiques, une arrivée massive de producteurs au niveau de la Haute Tension de niveau A (HTA, en France principalement 20 kV) et de la Basse Tension (BT, en France principalement 400 / 230V) est prévue. Cependant, les réseaux de distribution actuels n'ont pas été prévus pour une insertion importante de génération. Ces derniers risquent donc de perturber les réseaux de distribution (qualité de l'énergie, fiabilité, sécurité des biens et des personnes).

1 Introduction

Depuis plus de vingt ans, le secteur électrique de nombreux pays industrialisés a subi de profondes mutations. Les dérégulations du marché de l'énergie, suivies de nombreuses privatisations et les désintégrations verticales, ont amené une restructuration complète du secteur électrique avec de nouvelles formes d'organisation. Les schémas traditionnels, basés sur le monopole, se voient fortement remis en question.

L'ouverture des marchés de l'énergie ainsi que les développements technologiques des moyens de production de petite et moyenne puissance encouragent fortement cette évolution. L'architecture centralisée des systèmes énergétiques actuels résulte d'une évolution historique qui a atteint son apogée dans le dernier tiers du XX^{ème} siècle. Au cours de la première moitié du siècle, les différents pays industrialisés ont organisé leur secteur électrique selon un modèle industriel fondé sur le monopole de *production-transport-distribution*. En effet, pendant des décennies, les caractéristiques technico-économiques du secteur électrique ont été favorables à l'apparition de puissants monopoles verticalement intégrés. La principale raison provenait des coûts très élevés de la construction et de l'entretien des infrastructures de production, de transport et de distribution de l'électricité. Ce coût financier impliquait alors indirectement la notion de monopole du réseau. Une autre raison découlait des spécificités « légales » du distributeur de l'énergie électrique de service public comme :

- l'obligation de fourniture,

- l'évolution du réseau en fonction du besoin des consommateurs,
- l'égalité de traitement des consommateurs,
- la continuité de service.

L'évolution du réseau était basée sur l'économie, la sécurité du système et la qualité de fourniture de l'énergie. Cette vision très centralisée permettait de surveiller et de contrôler le réseau à tout instant. La production dans ce cas était ajustée à la consommation instantanément, aux pertes près. Ce modèle est resté dominant jusqu'à la fin des années 1980. En Europe et avant la dérégulation, le système électrique était bien intégré techniquement et collaborativement ; ceci permettait des échanges utiles d'énergie, et fonctionnait sur des bases beaucoup plus coopératives que concurrentielles [4].

Durant les années 1980-1990, un certain nombre de pays ont remis en cause les formes traditionnelles d'organisation du secteur électrique. Divers facteurs sont à l'origine de ces remises en cause avec entre autres :

- le ralentissement de la croissance de la demande d'énergie électrique, dû à l'arrivée à maturité des secteurs de l'industrie et des services dans les pays industrialisés ;
- le poids croissant accordé à la protection de l'environnement ;
- les espoirs fondés sur la production décentralisée d'énergie et l'utilisation de sources d'énergie renouvelable et de centrales de co-génération ;
- la volonté des consommateurs de pouvoir choisir leurs fournisseurs.

Les évolutions du marché électrique vers la dérégulation ont conduit à une diversité des modes d'organisation dans les différents pays électriquement développés. Certains se démarquent plus ou moins du « modèle industriel monopolistique » classique par la séparation de la production, du transport et de la distribution avec l'introduction de la concurrence entre producteurs, la création de pools et de marchés spots.

2 La dérégulation

Dans un contexte de dérégulation traduit au niveau européen par la directive 96/92/CEE, une arrivée massive de producteurs décentralisés (ou génération d'énergie dispersée *GED*) au niveau de la Haute Tension de niveau A (HTA, en France principalement 20 kV) et de la Basse Tension (BT, en France principalement 400 / 230 V) était à prévoir.

Les avantages de la production décentralisée concernent à la fois les fournisseurs d'électricité et les consommateurs. Pour les premiers, il s'avère que :

- le moyen de production peut être installé à proximité du consommateur, d'où une baisse des coûts de transport et de distribution et quelquefois des pertes électriques,
- les sites géographiques pour les petits générateurs se trouvent plus facilement,
- les moyens de production décentralisée réduisent les temps d'installation,
- les nouvelles technologies sont plus propres et silencieuses,
- la co-génération, une des formes de *GED* la plus répandue, améliore le rendement énergétique.

Mais, cette arrivée massive va aussi modifier profondément les flux énergétiques. En effet, il apparaît une possibilité d'inversion des flux de puissance sur le réseau de distribution qui remet en cause son architecture conçue exclusivement, au départ, pour une distribution arborescente de l'énergie à partir des réseaux de transport ou de répartition.

L'objet de cet article est de présenter les différentes formes de générations attendues sur les réseaux de distribution et plus spécifiquement au niveau de la Basse Tension (BT, 400 / 230 V).

3 Les différents moyens de production attendus

Différentes technologies sont actuellement employées ou encore au stade de recherche pour la production distribuée de l'énergie électrique.

Dans un but d'efficacité énergétique, les différentes réglementations encouragent le fonctionnement en

mode de co-génération. En effet, l'idée est de récupérer toutes les énergies dites perdues et de les valoriser. On compare sur la figure 1, l'énergie nécessaire pour créer une certaine quantité de puissances thermique et électrique entre une unité de co-génération et deux unités dédiées (thermogène et électrogène séparées).

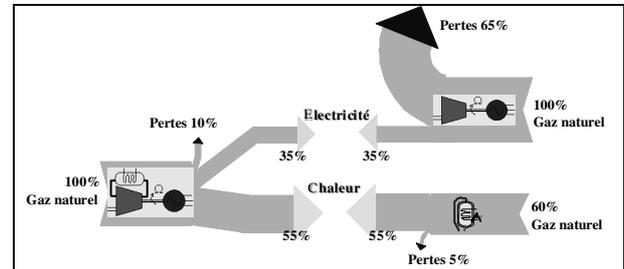


Figure 1 : Schéma de principe d'une centrale de co-génération

Ainsi, pour créer les mêmes puissances produites, à la fois thermiques et électriques, la consommation de gaz est 1.6 fois plus élevée.

Si la rentabilité économique de la tri-génération reste soumise à examen, un fait est néanmoins acquis : la viabilité de cette technique se décline en deux modes distincts qui utilisent, pour l'une, la chaleur non valorisée, pour l'autre, l'électricité directement produite par la turbine ou le moteur d'une co-génération. En effet, la tri-génération, bien que fiable et performante, reste encore marginale en France. Des deux systèmes de production frigorifiques aujourd'hui disponibles, seule l'utilisation de groupes à absorption permet de valoriser la chaleur excédentaire d'une co-génération. Le coût d'investissement pour un groupe à absorption est néanmoins plus élevé que la simple tri-génération par machine à compression.

L'utilisation de groupes frigorifiques à compression, qui sont de fait de simples machines thermodynamiques, est bien connue. Cette technique, qui permet de refroidir une source froide, se base sur la compression électrique d'un fluide frigorigène, dont le choix est dicté par le niveau de température de froid voulu. Le compresseur utilisé est alimenté, dans le cadre d'une tri-génération, par l'électricité directement produite par la co-génération ou encore par l'énergie mécanique disponible. Double avantage d'un système : un rendement énergétique de 87% ; une réduction respectivement de 50% et de 100% des émissions de CO₂ et de SO₂ par rapport à une centrale classique.

La tri-génération par machine à absorption ne consomme pas l'électricité directement produite par la turbine ou le moteur de la co-génération. On peut donc parler ici de réelle synergie et non plus, comme c'est le cas pour les machines à compression, d'une production

frigorifique utilisant simplement l'électricité de la co-génération. La tri-génération par groupe à absorption utilise la chaleur non valorisée de la turbine ou du moteur d'une co-génération. Aucun système d'alimentation électrique n'est requis pour ce faire. L'absorption, qui peut être directe (utilisation des fumées chaudes issues du module de production) ou indirecte (utilisation d'eau chaude ou de vapeur), utilise le principe de l'affinité de la vapeur d'eau avec une solution aqueuse de bromure de lithium ou d'ammoniac. Le mélange bromure de lithium - eau est utilisé pour les applications de climatisation. Il ne permet pas de production de froid négatif, contrairement au mélange ammoniac - eau tout particulièrement adapté aux applications de froid industriel. Dans le cas d'une absorption eau - bromure de lithium, la chaleur de la co-génération chauffe un générateur dans lequel se trouve une solution concentrée. L'effet de la chaleur permet d'entraîner de la vapeur d'eau dans une tour de refroidissement où il y a condensation et extraction de chaleur. L'eau vient ensuite réagir avec la solution aqueuse de bromure de lithium concentrée (62%). La réaction endothermique permet alors de refroidir, au niveau d'un échangeur l'eau, qui sera utilisée pour la climatisation.

Pour cet article, nous avons retenu les technologies de génération d'énergie dispersée suivantes :

- Petite hydraulique,
- Aérogénérateur ou éolienne,
- Panneaux photovoltaïques
- Turbines à gaz ou turbines à combustion,
- Mini et micro turbines à gaz,
- Moteurs à combustion,
- Moteurs Stirling,
- Piles à combustible.

Ces différentes technologies nécessitent diverses sources d'énergie comme le vent, le soleil, l'eau, les combustibles conventionnels ou encore la biomasse ou les déchets.

3.1 La petite hydraulique

Les petites centrales hydroélectriques, sous la forme d'un groupe de turbine-générateur, transforment l'énergie hydraulique en énergie électrique (utilisation de la force motrice de l'eau) [1]. L'eau d'une source ou d'un ruisseau est captée par une prise d'eau sommaire et elle est dirigée à travers une conduite et / ou un canal vers une turbine située plus bas. L'écoulement de l'eau fait tourner la turbine qui entraîne un générateur électrique ; ensuite l'eau reprend son cours.

La turbine (basse / moyenne / haute chute) couplée à une génératrice (synchrone) produit du courant

alternatif. Ce courant peut être alors injecté dans le réseau de distribution. Le plus souvent, les petites centrales sont classées en trois types en fonction de leur puissance :

- Les micro centrales <100 kW,
- Les mini centrales de 100 à 1000 kW,
- Les petites centrales de 1 à 50 MW.

La figure 2 présente un synoptique qu'il est possible de trouver pour toute installation d'une petite centrale hydroélectrique. De nombreux éléments peuvent être ajoutés comme un dessableur en amont, une chambre de mise en charge (réservoir amont), une décharge de trop plein pour la chambre de mise en charge, des volants d'inertie, des amortisseurs hydropneumatiques pour les coups de béliers, des vannes de décharge automatique entre autres.

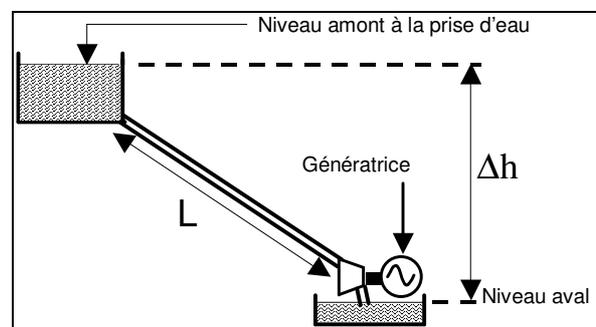


Figure 2 : Schéma de principe d'une centrale à conduite forcée

Sur la figure 2, nous pouvons voir les différents types d'ouvrage qui peuvent être mis en oeuvre pour l'installation d'une petite centrale hydroélectrique. Ces différents types d'ouvrages de génie civil sont au fil de l'eau sans réservoir (et la puissance varie selon le débit disponible dans la rivière) ou avec réservoir (une plus grande capacité peut être garantie durant toute l'année).

Plusieurs types de turbine peuvent être utilisés comme des turbines à réaction, ou turbines Francis, hélice à pas fixe, ou comme les turbopropulseurs ou turbines Kaplan, pour les hauteurs de chute faibles ou moyennes ; ces turbines immergées fonctionnent à l'aide de la pression de l'eau et l'énergie cinétique ; ou comme les turbines à impulsion, ou turbines Pelton, pour les hauteurs de chutes élevées, elles utilisent l'énergie cinétique d'un jet d'eau à haute vitesse.

Les paramètres clefs pour le dimensionnement des centrales à conduite forcées sont les suivants :

- La dénivellation de l'ouvrage (Δh en m),
- Longueur de la conduite (L en m),
- Le volume d'eau turbiné annuellement (V en m^3 / an) donne une quantité d'eau *turbinable* par an que l'on ramène à un débit Q en (m^3/s).

Afin de dimensionner une installation de petite hydraulique, l'utilisation d'un déversoir (en s'appuyant sur un déversoir triangulaire et pour les petits débits, la méthode de Thompson est efficace) peut être obligatoire pour mesurer le débit instantané plusieurs fois dans l'année. Ceci permet d'estimer le débit moyen en m³/s. En fonction des débits classés de la rivière par les collectivités locales, soit le « débit résiduel » légal tout au long de l'année on est capable de donner le débit turbinable annuellement. La puissance maximale électrique récupérable en Watts est alors :

$$P_{elec} = \eta \cdot \rho \cdot Q \cdot g \cdot \Delta h \quad (1)$$

Avec :

- ρ , la masse volumique de l'eau (soit $\rho \cong 1000 \text{ kg/m}^3$,
- Q , le débit en m³/s, calculé grâce au volume turbinable par an (tenant compte des corrélations annuelles ou variations d'une année sur l'autre),
- g , l'accélération de la pesanteur, admise couramment à 9.81 m/s²,
- Δh , la dénivellation de l'ouvrage en m,
- η est un terme de rendement global de l'installation hydroélectrique. Ce rendement prend en compte (multiplication des différents termes) :
 - le rendement de la conduite forcée (généralement admis à 0.95) qui donne la valeur de hauteur chute nette à pleine charge,
 - le rendement de la turbine (valeur typique : 0.9),
 - le rendement du multiplicateur éventuel si la vitesse doit être adaptée,
 - le rendement du générateur électrique (valeur typique : 0.93),
 - le rendement des divers éléments séries électriques jusqu'au point de livraison (transformateurs et lignes entre autres).

Des calculs plus précis peuvent intégrer, entre autres, les pertes d'énergie de la conduite forcée.

3.2 Les générateurs éoliens

Des pales entraînées en rotation par la force du vent permettent la production électrique lorsqu'on a un potentiel éolien suffisant. Une transmission mécanique transmet la puissance du rotor et des pales vers la génératrice [1]. La génératrice électrique transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. Une nacelle supporte l'ensemble des éléments. Celle-ci est placée au sommet d'un mât et s'oriente face au vent grâce à un système d'orientation. Certaines éoliennes peuvent aussi régler l'inclinaison des pales (ou pitch), ceci

permet d'obtenir une puissance électrique un peu découplée de la vitesse du vent, souvent très variable.

Une éolienne peut être construite avec une génératrice synchrone ou asynchrone raccordée au réseau sous plusieurs formes, directement ou indirectement via un dispositif à base d'électronique de puissance. Jusqu'à environ dix ans, les génératrices utilisées dans une installation éolienne étaient du type machine asynchrone, leur coût étant inférieur aux autres types de génératrice. Aujourd'hui, la tendance va plutôt vers des installations mettant en oeuvre des machines asynchrones à double alimentation, ou des machines synchrones ; ces dernières présentent un surcoût d'au moins 50 % par rapport aux machines asynchrones du fait de l'électronique de puissance associée. Cette solution plus coûteuse offre une plus grande latitude de réglage (versatilité de la vitesse du vent entre autre). Il n'est pas facile d'évaluer réellement la durée de vie d'une éolienne car il y a encore peu de retour.

La puissance de sortie augmente avec la surface balayée. La surface de disque balayée par le rotor ainsi que la vitesse du vent déterminent la puissance crête de l'éolienne et ainsi la quantité d'énergie que l'éolienne est susceptible de récolter en une année.

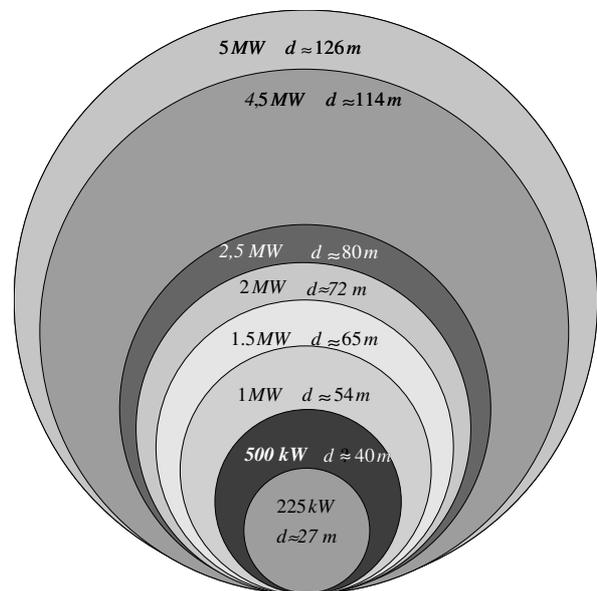


Figure 3 : Diamètres des éoliennes en fonction de la puissance

Pendant la pré-étude d'un projet de construction d'éoliennes, un mât est installé durant une année pour évaluer le potentiel éolien de ce dernier. Une éolienne commence à produire typiquement de l'énergie électrique pour une vitesse de vent de 3 à 5 m/s. Ceci typiquement jusqu'à une vitesse de 15 m/s où elle atteint sa puissance nominale, Les éoliennes « on-

shore » (ou installées sur la terre ferme) cessent de produire par mesure de sécurité pour des vitesses d'environ 25 m / s. Certaines éoliennes de 5 MW « off-shore » (ou en pleine mer) peuvent fonctionner jusqu'à des vents de 34 m / s.

3.3 Les panneaux photovoltaïques

La lumière du soleil peut être directement transformée [3] en électricité par des panneaux photovoltaïques, sans bruit et sans pollution. Le module photovoltaïque monté sous la forme de panneaux solaires convertit la lumière en électricité. L'énergie obtenue peut être ensuite stockée dans des batteries de façon à être disponible en permanence. Un régulateur protège la batterie contre les surcharges et les décharges.

La cellule photovoltaïque est l'élément de base des panneaux solaires qui produisent de l'électricité. La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés du rayonnement et celles des semi-conducteurs.

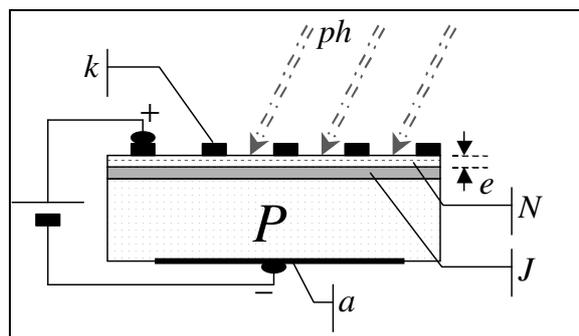


Figure 4 : Schéma de principe d'une cellule photovoltaïque

Un cristal semi-conducteur dopé P est recouvert d'une zone très mince dopée N et d'épaisseur e égale à quelques millièmes de mm. Entre les deux zones se trouve une jonction J. La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode «k» tandis qu'une plaque métallique «a» recouvre l'autre face du semi-conducteur et joue le rôle d'anode. L'épaisseur totale du cristal est de l'ordre du mm. Un rayon lumineux («ph») qui frappe le dispositif peut pénétrer dans le cristal au travers de la grille et provoquer l'apparition d'une tension entre la cathode et l'anode. En général le semi-conducteur de base est du silicium mono-cristallin comme celui qui est utilisé pour la fabrication des transistors mais on rencontre maintenant plus fréquemment du silicium poly-cristallins moins coûteux à produire.

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, connectées en série pour des applications en 12 V. Le courant de sortie, et donc la puissance, seront proportionnels à la surface du module (ou des modules connectés en parallèles). L'interconnexion de modules entre eux, en série ou en parallèle, pour obtenir une puissance encore plus grande, définit la notion de champ photovoltaïque. Les grandes installations requièrent environ 40000 m² par MW_{crête}. Les panneaux doivent être orientés face au soleil suivant une inclinaison optimale dépendant de la latitude de l'installation.

Un générateur photovoltaïque d'une surface utile de 1 m² orienté perpendiculairement aux rayons du soleil et recevant une puissance lumineuse de environ 1000 W ne produit en réalité que 60 à 200 W "électrique" suivant la technologie avec laquelle il a été fabriqué. Le rendement d'une cellule fabriquée à partir d'un monocristal est un peu supérieur à 15% ; pour du silicium poly-cristallins il est de l'ordre de 10 à 15% et pour du silicium amorphe entre 5 et 10% (les coûts de fabrication sont eux aussi dégressifs). Un panneau photovoltaïque doit fonctionner 3 (poly-cristallins) à 4 (amorphes) ans avant de produire (bilan énergétique positif) l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication. L'énergie consommée pour le procédé de fabrication (la purification et la cristallisation du silicium sont les parties du procédé de fabrication qui demandent le plus d'énergie, ensuite il faut couper le cristal en tranche et les assembler en module) et l'installation de panneaux photovoltaïques utilisant des cellules mono ou poly-cristallines raccordés au réseau est d'environ 600 kWh / m² et dans le cas de modules photovoltaïques amorphes, elle est d'environ 420 kWh / m².

3.4 Les turbines à gaz

Les turbines à gaz sont aussi connues sous le nom de turbines à combustion. Elles utilisent directement la chaleur provenant de la combustion de gaz, plutôt que la vapeur, pour entraîner un générateur et ainsi produire de l'électricité. En ce qui concerne les turbines, la gamme de puissance s'étend de 100 kW à quelques centaines de MW ; c'est une technologie arrivée à

maturité [2]. Elles sont utilisées en production centralisée (environ 250 MW) et en production décentralisée (500 kW à 25 MW).

Les mini et les micro turbines à gaz sont de très petites turbines à combustion issues d'applications aéronautiques (aussi nommées application aérodérivatives type turbine d'hélicoptère). Leur gamme de puissance s'étale de 30 kW à quelques centaines de kW. Leurs rendements électriques varient de 20 à 30% suivant leur charge.

La durée de vie moyenne des turbines à gaz est d'environ 20 ans pour les installations électrogènes, et entre 15 et 20 ans pour les installation en co-génération. Leur disponibilité atteint 90%. Leur rendement électrique est de l'ordre de 35% pour des installations de quelques MW et leur rendement thermique atteint 42%.



Figure 5 : μ TAG C30 de CAPTSON

La plupart des micro-turbines, tout du moins celles conçues pour des générateurs à haut rendement, prennent l'air à la sortie d'un récupérateur, système qui utilise la chaleur des gaz d'échappement de la turbine pour chauffer l'air admis, augmentant ainsi la température interne de la turbine. Le récupérateur est une sorte de radiateur ou d'échangeur de chaleur qui transfère la chaleur de l'échappement vers l'air entrant. Dans certaines micro-turbines, le récupérateur est un disque de porcelaine en rotation avec des trous qui permettent le passage de l'air. Dans d'autres type d'unités, c'est un échangeur de chaleur à air qui est utilisé. Ici, les gaz d'échappement sont acheminés par de longs conduits en métal autour desquels circule l'air d'admission

Bien que mettant actuellement en jeu des technologies sophistiquées, le principe de fonctionnement des turbines à combustion est relativement simple : de l'air prélevé est comprimé dans un compresseur, mélangé à du combustible (introduit sous forme gazeuse ou liquide) puis envoyé

dans une chambre de combustion sous pression où s'effectue la combustion du mélange. Les gaz chauds issus de la combustion sont ensuite détendus dans une turbine. La détente des gaz chauds génère une puissance mécanique sur l'arbre de la turbine, qui assure l'entraînement de la charge utile (l'alternateur s'il s'agit de produire de l'électricité) et l'entraînement du compresseur (qui consomme une bonne moitié de la puissance totale pour comprimer l'air). Ces centrales peuvent fonctionner avec ou sans récupération de chaleur (co-génération). Les applications sans récupération « chauffent » l'air ambiant comme le ferait la turbine d'un hélicoptère.

3.5 Moteurs à combustion

Un moteur à combustion convertit l'énergie contenue dans un combustible conventionnel (diesel, gaz naturel) en énergie mécanique. Cette énergie mécanique est utilisée pour mettre en rotation un axe dans le moteur. Un générateur est fixé au moteur pour convertir le mouvement de rotation en puissance électrique. Le cycle qui caractérise les moteurs à combustion interne, dont le moteur diesel, est le cycle de Beau de Rochas qui est caractérisé par quatre temps : l'admission, la compression, l'explosion et la détente (durant, ces étapes, le combustible est injecté dans la chambre à combustion où il s'enflamme de lui-même, c'est-à-dire, sans étincelle), et l'échappement. L'axe des abscisses représente le volume V de la chambre de combustion, l'axe des ordonnées représente la pression P à l'intérieur de cette chambre.

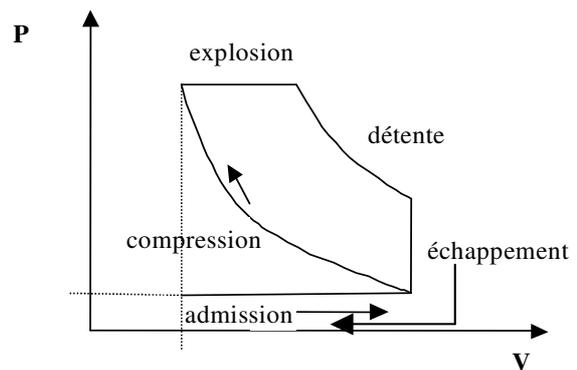


Figure 6 : Cycle de Beau de Rochas pour un moteur diesel

La disponibilité des moteurs à combustion atteint 90%. Leur durée de vie est comprise entre 20 et 30 ans. Leur rendement électrique est de l'ordre de 35% et leur rendement thermique de 42%.

Par rapport aux turbines à combustion, les moteurs à gaz présentent l'intérêt d'une plus grande souplesse de fonctionnement ; leur rendement est peu dégradé sur une large plage de charges, typiquement entre 40 et 100 % de charge et ils ne sont pas sensibles aux variations climatiques (température, pression).

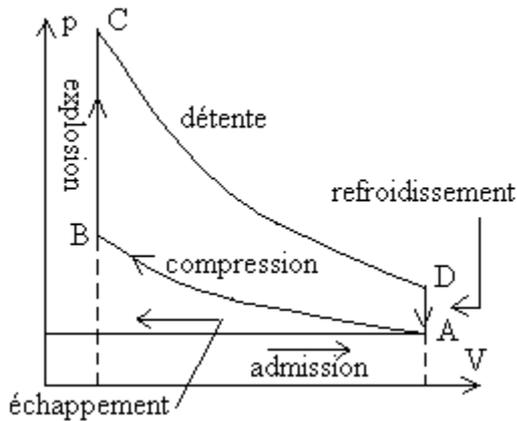


Figure 7 : Cycle de Beau de Rochas pour un moteur essence

3.6 Moteur Stirling

Le moteur Stirling est un moteur à combustion externe de petite taille (de 1 à 20 kW_{élec}). Il est produit en petite quantité et pour des applications spécifiques. Les rendements électriques typiques pour ces petites unités varient entre 11 et 30 % (P_{élec} < 20 kW_{élec}). L'avantage d'une combustion externe provient de la facilité de récupération de l'énergie thermique et la circulation en circuit fermé du fluide thermodynamique.

Il peut-être aussi utilisé en co-génération pour des puissances comprises entre quelques centaines de W et 100 kW et des recherches sont effectuées pour augmenter cette gamme de puissance entre 1 et 1,5 MW. En co-génération, son rendement global se situe entre 60 et 85%, dont 40% de rendement électrique.

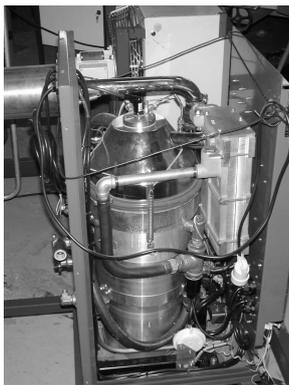


Figure 8 : Chaudière incluant une unité de production électrique de type moteur Stirling

3.7 Piles à combustible

Une pile à combustible permet de convertir directement [5] de l'énergie chimique en énergie électrique. Cette technique repose sur le principe inverse de l'électrolyse. Une pile à combustible est constituée d'une cellule élémentaire qui comprend deux électrodes séparées par un électrolyte.

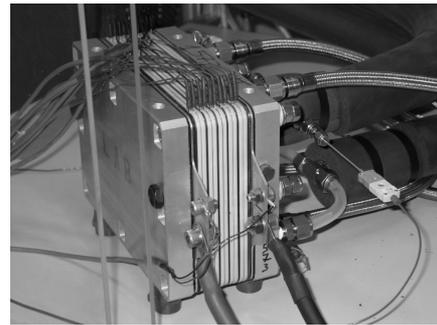
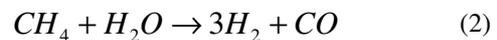


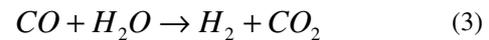
Figure 9 : Cœur d'une pile à combustible

Les deux électrodes sont l'anode formée d'hydrogène (H₂) et la cathode formée d'oxygène (O₂).

Avant d'obtenir des réactions au niveau de la pile à combustible elle-même, des réactions chimiques sont nécessaires pour « réformer » le gaz naturel en hydrogène.

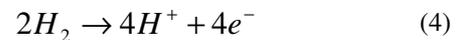


Puis la réaction de shift, qui doit être contrôlée thermiquement, permet d'éliminer le monoxyde de carbone:

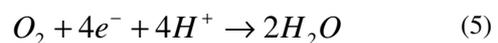


Les réactions au cœur de la pile sont les suivantes :

A l'anode :



A la cathode:



Il existe plusieurs types de piles à combustible qui se différencient selon le type d'électrolyte utilisé :

- **AFC** (Alkaline Fuel Cell). Leur température de fonctionnement est proche de 90°C sous une pression de 4 bars. Ce type de pile peut déboucher dans les applications de masse dans le domaine stationnaire (applications domestiques, industrielles, secteur tertiaire, secours ou sécurité) et automobile.
- **PEMFC** (Polymer Exchange Membran Fuel Cell). Leur température de fonctionnement se trouve entre 60 et 90°C, sous une pression entre 1 et 5 bars. Pour une température supérieure à 90°C, les membranes ne retiennent plus l'eau et ne peuvent plus assurer une migration convenable de protons. Des recherches sont effectuées pour augmenter ces températures de fonctionnement autour de 160 à 180°C. Elles peuvent être utilisées en co-génération.
- **DMFC** (Direct Methanol Fuel Cell). Leur température de fonctionnement est autour de 60°C.

Ses applications sont limitées en stationnaire car elles rentrent en concurrence directe avec les PEMFC.

- **PAFC** (Phosphoric Acid Fuel Cell). Leur intérêt est l'utilisation de la chaleur produite, elle a une température de fonctionnement autour de 85°C.
- **MCFC** (Molten carbonate Fuel Cell). Leur température de fonctionnement est entre 600 et 660°C. Elle peut être utilisée en cogénération de moyenne à forte puissance.
- **SOFC** (Solid Oxid Fuel Cell). Leur température de fonctionnement est élevée de 800 à 1000°C.

Les piles à combustible du type MCFC et SOFC sont dites pile à combustible à haute température. Elles fonctionnent avec un reformeur alimenté au gaz naturel.

Les piles à combustible peuvent être utilisées pour la production distribuée mais cette technologie nécessite encore de nombreuses recherches; certaines sont encore au stade de démonstration comme les MCFC et les SOFC. Les petites unités (1 à 5 kVA) de co-génération à base de piles à combustibles ont des rendements électriques typiques de l'ordre de 25 à 30%. Les unités plus importantes (200 kW_{élec}) ont des rendements compris entre 27 et 40 % suivant la charge.

4 Conclusion

La tâche de fourniture d'énergie électrique, en France regardée comme « service public », était jusqu'à présent de transporter les énergies produites dans de grandes centrales, via un réseau de transport, à la proximité des centres de consommation et enfin de distribuer ces énergies par des réseaux locaux de distribution. L'organisation et la hiérarchie de la distribution étaient claires et les flux d'énergies étaient prévisibles. Avec une injection massive des énergies réparties, produites par nombreux moyens de production décentralisés, les caractéristiques et les propriétés des réseaux de distribution peuvent changer significativement pouvant créer des flux d'énergies bidirectionnels. Une injection massive d'énergie électrique sur le réseau de distribution va aussi diminuer à terme le nombre des grandes centrales nationales. Ces centrales sont actuellement garantes de la bonne marche du système électrique grâce à des réserves d'énergies sous formes inertielles ou autres. La perte de ces centrales et donc des réserves peut mener à une fragilisation du système dans son ensemble. Il va donc de soit que ces petits producteurs seront amenés à participer aux réglages du réseau

(tension et fréquence) et donc des flux de puissances. C'est ce que l'on appelle les « services systèmes ».

De nouveaux concepts de distribution sont donc à aborder, notamment la mutualisation de moyens de production variés qui peuvent s'associer au sein de centrales virtuelles pour garantir une fourniture d'énergie donnée à des clients ou des services réseaux. Cette gestion coordonnée permettrait à terme d'augmenter le taux maximal de production décentralisée insérée tout en respectant les contraintes techniques et la sécurité des biens et des personnes.

Il reste de nombreux axes de recherche sur les réseaux du futur pour lever les verrous scientifiques permettant une insertion massive de génération d'énergie dispersée. Il faut ainsi créer une gestion sécurisée des réseaux du futur, veiller à l'augmentation de la stabilité du réseau, créer des conditions de développement massif de la production décentralisée à base d'énergies renouvelables pour permettre une démarche citoyenne de développement durable. Les recherches à long terme doivent s'inscrire dans un contexte pluridisciplinaire (économie, sociologie, stratégies industrielles) qui concerne la transformation et le stockage de l'énergie (chimie, physique, mécanique, thermique, électrotechnique), la gestion et le pilotage sécurisés des flux d'énergie sur les réseaux (électrotechnique, NTIC, électronique, automatique), et le développement de ces technologies et leur intégration dans le système électrique.

4 Bibliographie

- [1] J-C. Lhomme « Les énergies renouvelables », Paris France, édition Delachaux et Niestlé, deuxième édition 2004, ISBN 2-603-01484-6
- [2] S.L. Hamilton « Microturbine Generator Handbook », Tulsa OK USA, édition PennWell, 2003, ISBN 0-87814-897-3
- [3] G.N. Tiwari « Solar Energy – Fundamentals, Design, Modelling and Applications », New Delhi India, édition Narosa Publishing House, 2002, ISBN 81-7319-450-5
- [4] T.B. Johansson, H. Kelly, A.K.N. Reddy, R.H. Williams « Renewable Energy – Sources for Fuels and Electricity », Washington D.C. USA, édition Island Press, 1993, ISBN 1-55963-139-2
- [5] J.Larminie, A. Dicks « Fuel Cell Systems Explained », Chichester USA, édition John Wiley & Sons, 2000, ISBN 0-471-49026-1

Capteurs de courant : Critères de choix et exemple d'application dans l'énergie éolienne

Eric FAVRE, Jürgen KOSS, Wolfram TEPPAN
LEM Group, CH-1212 Genève, Suisse

Résumé : Il est possible de mesurer le courant électrique au moyen d'une quinzaine de conceptions ou de technologies différentes ; les plus familières étant les shunts, les transformateurs de courant AC ou les capteurs à effet Hall, les moins connues, mises en œuvre dans les capteurs Fluxgate ou les capteurs sans circuit magnétique, pour ne citer que ceux-ci. Ces principes de mesures sont dans un premier temps présentés, mettant en exergue les critères de choix qui leur sont associés avec plus de détails pour les solutions les moins traditionnelles. Un exemple d'application est ensuite détaillé, relatif à la génération d'énergie éolienne.

1 Introduction

La mesure du courant électrique peut se faire au moyen d'une quinzaine de conceptions ou technologies différentes, choisies en fonction des besoins spécifiques des applications considérées, tels que la mesure d'un courant de crête, impulsionnel ou RMS, de la précision ou bande passante escomptée, des contraintes environnementales ou simplement d'un souci de réduction des coûts [3]. Ces technologies peuvent être réparties en six catégories différentes :

- **Capteurs AC**, limités aux mesures de courants alternatifs, comprenant les transformateurs de courant traditionnels ou les capteurs sans circuit magnétique, basés typiquement sur les principes Rogowski ou PRiME (Figure 12),

- **Capteur de courant à effet Hall**, conçu suivant un des trois principes de bases, dits "à boucle ouverte", "à boucle fermée" ou "ETA" (Figure 1),

- **capteur de courant de type « Fluxgate »**, avec plus de six conceptions possibles, chacune ayant ses caractéristiques propres,

- utilisation **d'autres technologies de détection de champ magnétique**, ayant recours à des méthodes alternatives aux cellules de Hall (i.e. magnéto-résistances) pour la mesure du champ, respectivement du courant,

- les **shunts**,

- les **technologies MEMS** (micro systèmes électromécaniques), qui sont de nos jours envisagées pour la mesure du courant électrique.

Ces principes de mesures seront présentés, mettant en exergue leurs performances, avantages et inconvénients respectifs, allant plus en détails sur les techniques fréquemment utilisées mais moins traditionnelles.

Un exemple d'application sera ensuite développé, relatif à la conception des convertisseurs de courant associés aux génératrices éoliennes de puissance.



Figure 1 : Capteurs de courant [2].

2 Capteurs de courant à effet Hall

Les trois principales technologies de mesure de courant basées sur l'effet Hall pour la mesure isolée des courants alternatif et continu sont présentées ci-après.

2.1 Capteur de courant Hall à boucle ouverte

Principe de fonctionnement

Les capteurs boucle ouverte à effet Hall disposent d'un élément de détection Hall placé dans l'entrefer (Figure 2). La conception est telle que l'induction magnétique détectée par la cellule de Hall est théoriquement proportionnelle au courant primaire à mesurer. Les inexactitudes de mesure sont principalement dues aux non-linéarités magnétique et électronique, au décalage continu (offset) créé par la cellule de Hall et autres composants électroniques de traitement, ainsi qu'à l'hystérésis du circuit magnétique.

L'emploi d'un circuit magnétique offre plusieurs avantages, à savoir la concentration et l'amplification du champ au niveau de la cellule de Hall ainsi que la protection contre les perturbations magnétiques externes.

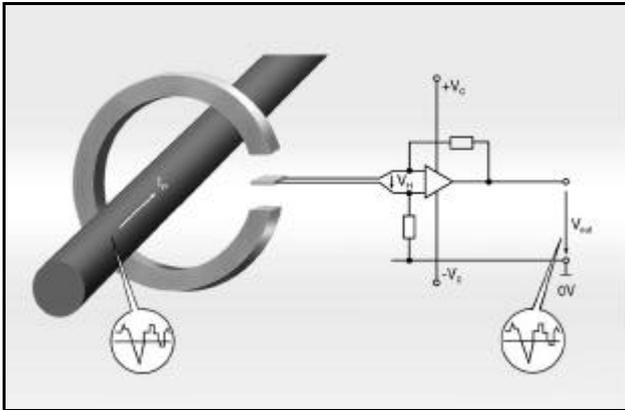


Figure 2 : Capteur en boucle ouverte.

Performances

Les capteurs *boucle ouverte* sont capables de mesurer des formes d'onde de courant DC, AC et impulsionnelles, tout en assurant une isolation galvanique. Ils se distinguent par leur faible consommation de puissance, un poids et une taille réduits et sont particulièrement intéressants pour les courants élevés. Les capteurs boucle ouverte ne créent pas de pertes d'insertion dans le circuit à mesurer et résistent parfaitement bien aux surcharges de courant. Ils sont bon marché et s'adaptent généralement aux diverses applications industrielles. Comparés à des technologies plus sophistiquées, les inconvénients principaux des capteurs en boucle ouverte sont une bande passante réduite (ou un temps de réponse plus long) ainsi qu'une erreur de mesure plus sensible aux variations de température. Dans des cas spécifiques, les pertes fer associées aux courants de Foucault haute fréquence sont un facteur limitatif, par exemple dans le cas d'un hacheur à modulation de largeur d'impulsion (PWM) créant des harmoniques de courant à hautes fréquences de fortes amplitudes.

Pour la technologie boucle ouverte, les courants nominaux vont de quelques ampères à 10 kA, allant exceptionnellement à plus de 30 kA. La technologie supporte des impulsions de courant nettement supérieures à la valeur maximale mesurable (5 à 10 fois par exemple) si elles sont de courte durée. Ces dernières peuvent néanmoins créer un offset magnétique permanent, engendrant une erreur de mesure additionnelle qui ne peut être corrigée qu'en ayant recours à une procédure de démagnétisation appropriée.

La précision globale des capteurs boucle ouverte est de l'ordre de quelques pour-cents et résulte de la combinaison des éléments suivants : (1) décalage DC à

courant nul - par exemple l'offset de la cellule de Hall combiné à ceux des composants électroniques de traitement tels que des amplificateurs opérationnels, (2) le décalage magnétique DC dû au circuit magnétique principal, (3) l'erreur de gain et de linéarité de l'ensemble, (4) l'atténuation d'amplitude et le déphasage associé à la limite de la bande passante et, (5) le bruit résiduel. A cela s'ajoute les variations d'erreur dues aux changements de température, à savoir les variations de gain et d'offset.

2.2 Capteur de courant Hall à boucle fermée

Principe de fonctionnement

Comparés aux capteurs boucle ouverte du § 2.1, les capteurs boucle fermée à effet Hall ont un circuit de compensation intégré qui améliore à plusieurs niveaux les performances de l'ensemble (Figure 3). Le signal de la cellule de Hall est, dans ce cas, utilisé comme signal de contre-réaction, pilotant le réglage du courant I_S circulant dans la bobine secondaire de manière à ce que le champ magnétique dans l'entrefer soit en permanence égal à zéro. L'enroulement de la bobine de compensation (dite "secondaire") comprend plus de tours (N_S) que l'enroulement primaire (N_P) et une induction nulle dans l'entrefer équivaut à avoir des ampère-tours égaux dans les bobinages primaire et secondaire. Il en découle la relation suivante, qui montre la proportionnalité existant entre les courants secondaire I_S et primaire I_P , directement liée au rapport des nombres de spires : $I_S = I_P N_P / N_S$.

La fréquence de mesure maximale de ce système à boucle fermée est généralement de quelques kHz., limitée soit par la bande passante des composants électroniques soit par la dynamique limitée de tension qui ne permet plus de générer le courant I_S dans la bobine secondaire. La conception des capteurs Hall boucle fermée permet néanmoins de s'affranchir de ces limitations, en utilisant la bobine secondaire comme transformateur de courant traditionnel, convertissant par effet de transformateur le courant alternatif primaire en courant secondaire, améliorant ainsi considérablement la bande passante de cette technologie.

Performances

Les capteurs à effet Hall boucle fermée sont capables de mesurer des formes d'onde de courant DC, AC et impulsionnelles, tout en assurant une isolation galvanique. Ils se distinguent par les facteurs suivants : (1) excellentes précision et linéarité, (2) faible dérive en température, (3) temps de réponse rapide et bande passante élevée, (4) aucune perte d'insertion dans le circuit primaire et, (5) sortie en courant, insensible aux interférences électro-magnétiques.

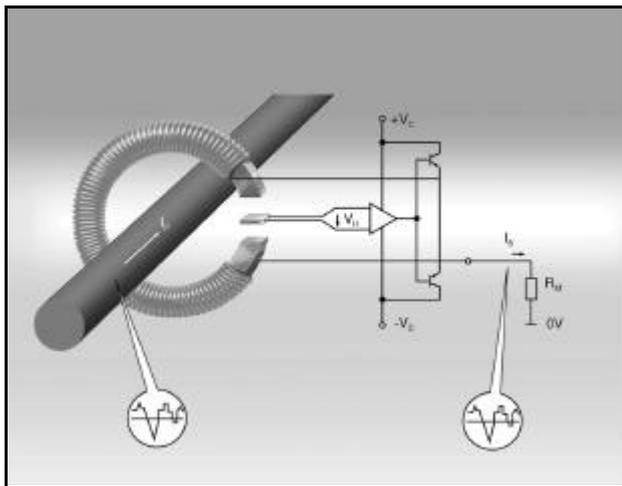


Figure 3 : Capteur en boucle fermée.

Les principaux inconvénients de la technologie boucle fermée sont la consommation de puissance relativement élevée sur l'alimentation secondaire, des dimensions plus grandes (spécialement pour les courants élevés) dues à la présence du bobinage, et un coût / complexité supérieur à celui des conceptions boucle ouverte.

Les courants nominaux vont de plusieurs ampères à plus de 20 kA, certains modèles allant même jusqu'à 500 kA pour des marchés très spécifiques (i.e. fonderie d'aluminium). Pour un modèle donné, le courant maximum mesurable est par conception limité par le niveau de saturation de l'électronique de commande, cette limitation n'étant en général applicable qu'aux basses fréquences.

Les capteurs de courant boucle fermée présentent une excellente linéarité sur une vaste plage de mesures, avec une précision totale restant généralement inférieure à 1%. Les facteurs affectant la précision sont les mêmes que pour les capteurs boucle ouverte (§2.1) mais leur importance est bien moindre en raison du principe à flux nul considéré (réduction des offsets, disparition de la non-linéarité magnétique, rapport plus stable entre gain et température). A hautes fréquences, la performance de mesure est excellente et est déterminée par la performance du capteur de courant due à la bobine secondaire et à l'effet transformateur. Les capteurs en boucle fermée peuvent néanmoins toujours être sujets aux offset magnétiques, s'ils ont une fois été utilisés dans des conditions anormales (i.e. courant primaire à basse fréquence excédant significativement la valeur maximale spécifiée et saturant le principe boucle fermée). La bande passante est en général élevée, dépassant 100 kHz dans la plupart des cas. Elle peut parfois atteindre plus de 300 kHz. Les temps de réponse sont tels que l'on peut mesurer des variations de courant (di/dt) atteignant plusieurs centaines de A/ μ s.

2.3 Capteur de courant ETA à effet Hall

Principe de fonctionnement

La conception des capteurs ETA à effet Hall (Figure 4) est proche de celle des capteurs boucle fermée, avec le même agencement de circuit magnétique, la cellule de Hall et l'enroulement secondaire. Les différences résident dans la conception du circuit magnétique et la façon dont les signaux sont traités par l'électronique de sortie. En fait, les capteurs ETA à effet Hall combinent les caractéristiques des technologies boucle ouverte et fermée : (1) aux basses fréquences - généralement jusqu'à quelques kHz, ils fonctionnent comme des capteurs boucle ouverte, la cellule de Hall fournissant un signal proportionnel au courant primaire à mesurer - §2.1 (2) aux hautes fréquences, ils fonctionnent comme un transformateur de courant traditionnel (§4). Les signaux de sortie du transformateur de courant et de l'effet Hall sont électroniquement ajoutés, pour former un signal commun de sortie (Figure 4).

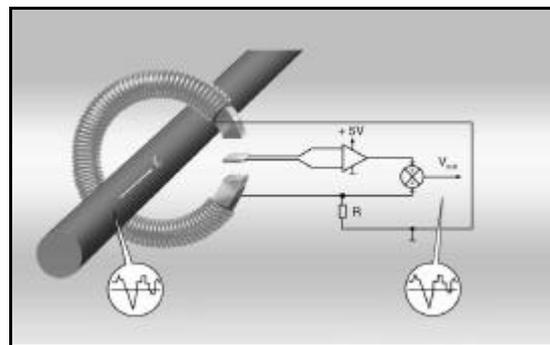


Figure 4 : Principes ETA à effet Hall.

Performances

Les capteurs ETA sont capables de mesurer des formes d'onde de courant continues, alternatives et impulsionnelles, tout en assurant une isolation galvanique. Cette technologie est recommandée si les performances suivantes sont escomptées : (1) bande passante élevée et faible temps de réponse, (2) faible consommation d'énergie, limitée par le fait que la bobine secondaire n'est jamais activement sous tension et, (3) utilisation d'une alimentation secondaire faible tension (e.g. +5 V).

Les courants nominaux sont généralement compris entre 25 A et 150 A. Cette plage de travail, particulièrement étroite, n'est pas limitée par des aspects technologiques mais plutôt par des facteurs de coût et de marché : pour les courants inférieurs à 25 A, il est possible de travailler dans des conditions semblables avec la technologie boucle fermée, plus performante, alors que pour des courants supérieurs à 150 A une alimentation secondaire de valeur plus élevée (i.e. +/-15 V) est généralement disponible, à nouveau au bénéfice de la technologie boucle fermée plus performante.

En effet, l'avantage d'une faible consommation secondaire pour la technologie ETA n'est, sauf exception, pas un critère suffisant pour la promouvoir au-delà de la plage de courant mentionnée.

Pour les hautes fréquences (au dessus de 2-10 kHz), les dérives de température et de précision sont bonnes, semblables aux performances des capteurs boucle fermée. Les capteurs ETA ne créent pas de pertes d'insertion dans le circuit à mesurer et résistent bien aux surcharges de courant. Aux basses fréquences, la précision de mesure de la technologie ETA est sensible aux variations de température, comme pour les capteurs boucle ouverte. En résumé, la précision des capteurs ETA est la suivante : (1) pour des basses fréquences (typ. de 2 à 10 kHz), la précision globale est de quelques pour-cents ; (2) pour des fréquences supérieures, la précision globale est généralement inférieure à un pour-cent.

Après une surcharge de courant excédant les valeurs spécifiées, le risque d'avoir un offset résiduel dû à une rémanence du circuit magnétique est, à basse fréquence, le même que pour les capteurs boucle ouverte.

La bande passante, le temps de réponse et le comportement di/dt des capteurs ETA, est très proche de ceux de la technologie boucle fermée à effet Hall, avec néanmoins une performance légèrement réduite. La limite supérieure en fréquence est généralement de 100 kHz. Le temps de réaction est rapide, inférieur à 1 µs. L'inconvénient majeur est la taille et le poids du circuit magnétique, qui cumulent les besoins d'une bobine secondaire souvent encombrante (comme les capteurs boucle fermée) et d'un noyau magnétique de forte section (comme les capteurs boucle ouverte).

Finalement, le coût d'un capteur ETA est supérieur à celui des modèles les plus simples (boucle ouverte) et proche de celui des solutions boucles fermée.

3 Technologies FLUXGATE

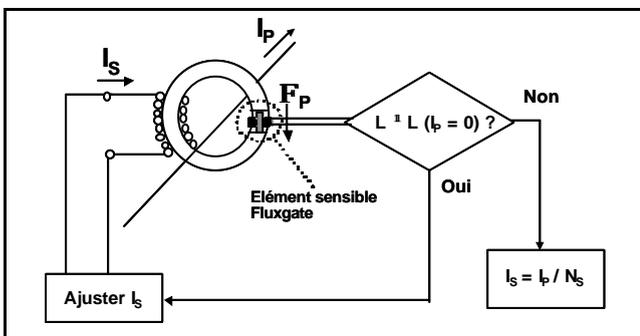


Figure 5 : Fluxgate « standard »

La technologie Fluxgate ("porte de flux") utilisée pour la mesure du courant [3] peut être déployée de différentes manières, se basant toujours sur le même principe de base mais donnant des performances très variables suivant la

complexités de la conception considérée. Le principe de base des capteurs Fluxgate est dans un premier temps présenté pour une conception de capteur proche de celui d'un capteur à effet Hall à boucle fermée. Ensuite, des conceptions diverses sont brièvement abordées, soulignant leurs performances spécifiques.

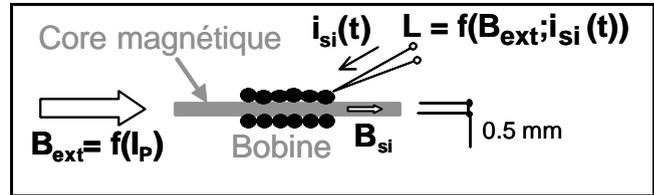


Figure 6 : Élément saturable.

3.1 Principe de fonctionnement

Un capteur Fluxgate (Figure 5) peut être conçu comme un capteur en boucle fermée à cellule de Hall (Figure 3), avec le même agencement du circuit magnétique, comprenant un entrefer et un enroulement secondaire. C'est au niveau de la détection du champ dans l'entrefer que réside la principale différence entre les deux technologies : dans le cas du Fluxgate, elle est réalisée au moyen d'un élément saturable (Figure 6) et non d'une cellule de Hall, ce qui implique d'importantes modifications au niveau de l'électronique de contrôle qui doit simultanément alimenter l'inducteur saturable et traiter le signal de sortie.

L'élément saturable (Figure 6) peut être composé d'un petit noyau magnétique mince sur lequel est placé un bobinage. Il est généralement fabriqué avec des éléments discrets (noyau et fil en cuivre) mais différentes conceptions sont envisageables, y compris le recours à des concepts particuliers basés, par exemple, sur des technologies MEMS (§ 7).

La valeur de l'inductance de l'élément saturable dépend des propriétés magnétiques du noyau (perméabilité) et du champ externe appliqué. Lorsque la densité du flux est élevée, le noyau est saturé, sa perméabilité basse et la valeur de l'inductance faible ; par contre, dans le cas d'une faible densité de flux, le noyau est peu saturé et la perméabilité ainsi que l'inductance sont élevées. La conception du capteur de courant est telle que l'inductance de l'élément saturable est affectée, à la fois, par le courant primaire I_p et par un courant I_{si} injecté dans la bobine de l'élément saturable.

Le fait que l'inductance soit affectée par le courant primaire, est utilisé comme un signal de retour pour le principe de boucle fermée (Figure 5). En d'autres termes, l'inductance change en présence d'un champ d'entrefer. La forme d'onde du courant injecté dans l'élément saturable est sensible aux variations de l'inductance et est ainsi utilisée pour la détection de changements d'inductance.

Comme pour les capteurs en boucle fermée à effet Hall (§2.2), la bobine secondaire de la **FIGURE 5**, est souvent également utilisée comme un transformateur de courant classique, mesurant les composantes hautes fréquences du courant lorsque l'élément Fluxgate n'est plus dans sa bande passante. Selon le modèle de capteur Fluxgate considéré, l'utilisation de cet effet transformateur n'est pas toujours possible et entraîne des limites de bande passante ou du temps de réponse.

3.2 Détection des changements d'inductance

Pour bien comprendre le principe régissant le détecteur de flux, il est indispensable de bien comprendre le comportement électrique de l'élément saturable de la Figure 6. La **Figure 7** permet de l'appréhender, décrivant le comportement du courant dans la bobine de l'élément saturable dans le cas simple d'une soudaine augmentation de la tension à ses bornes (échelon unité).

Dans ce cas :

- (A) la courbe paramétrée « inductance constante » montre la réponse en courant classique, de forme exponentielle, constatée si l'inductance ne varie pas,

- (B) le premier cas, d'inductance réelle et saturable, est référencé « $I_p = 0$ » ; il donne la réponse du courant $I_{si}(t)$ obtenue avec un élément saturable bien conçu. Ce cas correspond à un courant primaire I_p à mesurer nul, ne créant donc aucun champ dans l'entrefer. Le champ « externe » appliqué sur l'élément saturable est donc nul ($B_{ext} = 0$ sur la Figure 6). La réponse du courant $I_{si}(t)$ dans l'élément saturable peut être divisée en trois sections : (1) pour les faibles valeurs du courant $I_{si}(t)$, la variation du courant est lente puisque l'élément saturable a été conçu pour avoir une inductance élevée à faible niveau d'induction / de saturation ; (2) lorsque le courant $I_{si}(t)$ dépasse un certain niveau, le niveau de saturation de l'inductance est atteint et la valeur, de cette dernière, chute, conduisant à une forte variation du courant. Cette chute d'inductance, soudaine et marquée, est obtenue par une conception adéquate de l'élément saturable ; (3) le courant atteint le niveau asymptotique fixé par la tension d'alimentation ($I_{si} \text{ maximum} = U/R$) ;

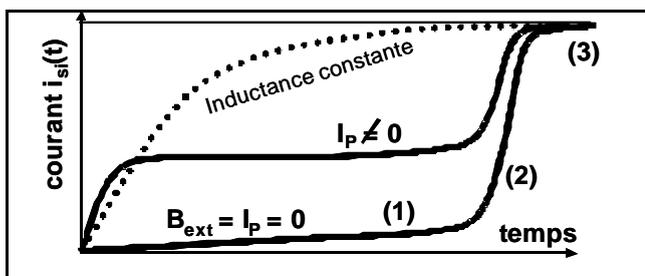


Figure 7 : Réponse en courant pour un saut de tension.

- (C) lorsque le courant primaire I_p n'est pas égal à zéro - référencé « $I_p \neq 0$ » - et que la compensation à flux d'entrefer nul n'est pas active, un champ externe B_{ext} est

appliqué à la bobine inductrice saturable et la réponse du courant est modifiée telle qu'indiquée sur la **Figure 7**. Pour une explication détaillée de ce cas, se référer à [3].

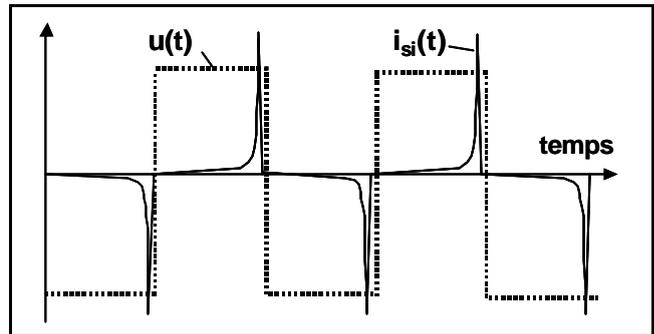


Figure 8 : Fluxgate - tension & réponse en courant ($I_p = 0$)

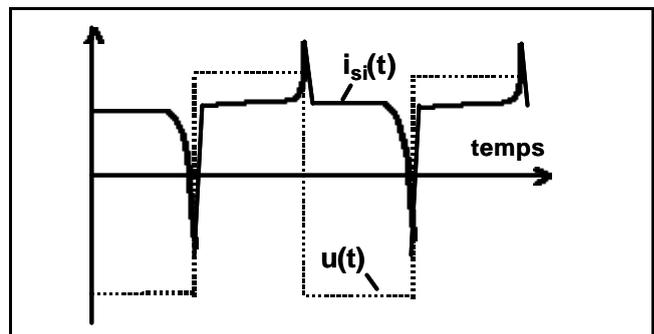


Figure 9 : Fluxgate - tension & réponse en courant ($I_p \neq 0$)

3.3 Traitement électronique du détecteur de flux

Revenons dans le cas général du principe de fonctionnement du capteur Fluxgate considéré (**Figure 5**). La bobine de l'élément saturable est alimentée par une tension carrée $u(t)$, résultant en un courant $I_{si}(t)$ alternatif ayant l'allure indiquée sur les **Figure 8** et **Figure 9**, respectivement pour un courant primaire I_p à mesurer nul ou non-nul. Il est à noter que la référence $I_p \neq 0$ de la Figure 7 et de la **Figure 9** supposent un capteur ayant sa boucle fermée inactive, en d'autres termes où la bobine secondaire I_2 de la **Figure 5** n'est pas alimentée. La présence d'un courant primaire est constatée en comparant les différences d'allures du courant $I_{si}(t)$ des **Figure 8** et **Figure 9**.

L'état de l'art des différentes techniques utilisées pour suivre l'évolution du courant $I_{si}(t)$ est le suivant : (1) mesure de la composante continue du courant de l'élément saturable $I_{si}(t)$; (2) Analyse spectrale du courant $I_{si}(t)$ et suivis de l'amplitude d'une harmonique remarquable (généralement celle de rang 2) ou, (3) mesure du rapport cyclique de la tension $u(t)$ (e.g. 50 % sur la **Figure 8**), variable par exemple si la commutation de la tension est activée lorsque le courant $I_{si}(t)$ atteint un niveau de seuil pré-défini. Dans tous ces cas, le paramètre détecté est ensuite utilisé comme signal de retour pour la boucle fermée (**Figure 5**).

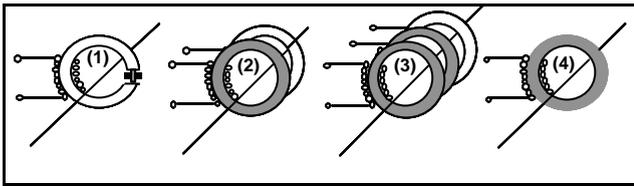


Figure 10 : Principaux types de capteurs Fluxgate.

3.4 Types principaux de capteurs Fluxgate

Les principaux types de capteurs Fluxgate sont illustrés sur la Figure 10 et décrits brièvement ci-après :

- (1) Fluxgate standard (§ 3.1) ;

- (2) Fluxgate à deux noyaux magnétiques, où les performances sont nettement améliorées en introduisant les modifications suivantes: (a) utilisation d'un des deux tores magnétiques comme élément saturable (tore de couleur foncée) (b) Comportement hautes fréquences assuré par un second tore bobiné (couleur blanche), utilisé comme transformateur de courant (c) Torres sans entrefer, au bénéfice de la performance magnétique [3].

- (3) Fluxgate à 3 noyaux magnétiques, ayant des performances significativement améliorées en : (a) Dédoublant l'élément saturable au moyen de 2 tores (couleur foncée) bobinés séparément ; (b) Optimisant la conception du transformateur de courant pour les hautes fréquences, combinant plusieurs bobinages sur le même tore et ayant recours à une électronique optimisée [3].

- (4) Fluxgate basses fréquences, se servant uniquement de la partie basse fréquence du Fluxgate à deux noyaux magnétiques décrit ci-dessus (2), supprimant la partie transformateur de courant.

3.5 Performance des technologies Fluxgate

Au vu de la diversité, il est difficile de comparer brièvement les divers modèles / conceptions Fluxgate. On peut néanmoins souligner les tendances générales.

Avantages

(1) Faible offset et faible dérive d'offset, (2) Grande à très grande précision, (3) Très bonne résolution, (4) précis sur une grande plage de températures, (5) rapport élevé entre les valeurs mesurables de courant maximum et minimum, (6) grande passante (0-200 kHz typique, 800 kHz maximum) et réponse rapide.

Inconvénients

(1) Bande passante limitée pour les modèles les plus simples, (2) risque de réjection de bruit (courant et tension) dans le conducteur primaire, (3) consommation de courant secondaire relativement élevée mais semblable aux capteurs en boucle fermée basés sur la technologie Hall.

4 Transformateur de courant

Dans les cas où il ne faut mesurer que des courants alternatifs ou à impulsions, la solution la plus simple est généralement de considérer un transformateur de courant traditionnel, combinant des bobines primaire et secondaire sur un circuit magnétique, sans besoin de composants électroniques. Ces transformateurs de courant, généralement robustes, assurent une isolation galvanique et permettent de réduire de quelques ordres de grandeurs des courants primaires importants pour ensuite les traiter avec un shunt. Une grande variété de transformateurs de courant est disponible sur le marché, pour des courants primaires allant de quelques mA à quelques kA, couvrant les tensions d'isolation généralement requises, allant jusqu'à des tensions de quelque MV dans le secteur des réseaux électriques. Mis à part les types de transformateurs réservés aux fréquences techniques (entre 16,66 Hz et 400 Hz), ces derniers peuvent être également dimensionnés pour des fréquences allant jusqu'à quelques MHz, pour de faibles nombres de spires de façon à éviter l'introduction d'erreurs dues aux effets capacitifs.

5 Technologies sans circuit magnétique

Les performances des capteurs de tension et de courant sont souvent limitées par les imperfections inhérentes aux matériaux magnétiques (i.e. rémanence, hystérésis, non-linéarité, pertes) et par conséquent l'idée de concevoir des capteurs sans circuit magnétique (noyau à air) est fréquemment évoquée. Dans ce cas, le problème réside dans la difficulté d'obtenir une sensibilité de mesure suffisante tout en restant insensible aux perturbations magnétiques externes (i.e. champ terrestre, conducteurs externes). Ces performances sont en effet assez facilement réalisées avec l'emploi d'un circuit magnétique.

Les principales conceptions de capteurs sans circuit magnétique sont les suivantes :

Utilisation d'éléments de détection de champ à forte sensibilité (i.e. Magnéto résistance, Magnéto impédance [5]). Le recours à une cellule de détection de champ à forte sensibilité confère la sensibilité nécessaire au capteur de courant mais la robustesse aux champs externes devient problématique : L'installation de quatre éléments de détection dans une configuration en pont atténue cette influence mais ne règle de loin pas totalement le problème.

Bobine Rogowski: Pour les mesures de courant alternatif ou à impulsions, une bobine, placée dans l'air (Figure 11) et magnétiquement couplée avec le conducteur primaire, récolte une tension induite. Cette

bobine est en général réalisée en bobinant des spires autour d'un cylindre flexible en matériau isolant. Pour assurer l'insensibilité aux perturbations des champs externes, un nombre de spires important est généralement considéré et une manière particulière de connecter les fils de sortie doit être considérée.

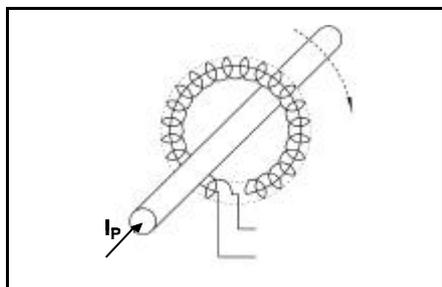


Figure 11 : Bobine Rogowski

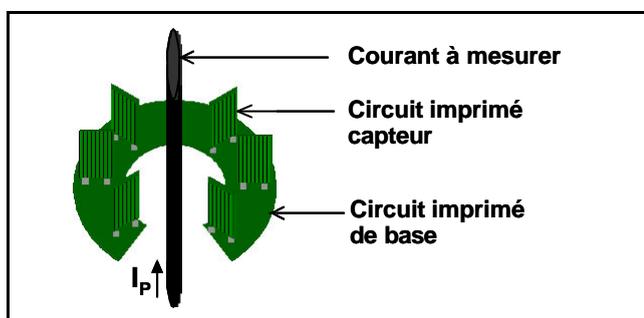


Figure 12 : Capteurs de courant PRiME™.

Bobine Rogowski planaire : plusieurs conceptions de bobine Rogowski fabriquées sur carte de circuit imprimé (PCB) ont été analysées, dans le but de réduire les coûts de fabrication, la taille ou la masse. Peu de produits basés sur ces technologies sont massivement industriellement exploités au vu des performances 'de niche' généralement atteintes. Une exception est la technologie PRiME™ (Figure 12) qui est capable d'avoir simultanément une excellente robustesse aux perturbations externes et une sensibilité importante [3] [6]. Cette technologie se distingue clairement par ses performances particulièrement intéressantes.

6 Shunts

En général, une mesure du courant, au moyen d'un shunt classique, est une bonne solution si les limitations introduites par le shunt sont acceptables dans l'application, à savoir les pertes Joules, la limitation en bande passante, le bruit et le fait que la mesure soit non-isolée, sans le recours d'artifices supplémentaires.

En effet, pratiquement, la chute de la tension aux bornes du shunt doit être environ constante quelle que soit la valeur nominale du courant à mesurer. En conséquence, les pertes augmentent proportionnellement à la valeur du courant ce qui entraîne des problèmes de refroidissement pour les courants élevés. Les

perturbations magnétiques sont également plus marquées pour des grands courants, ce qui limite la bande passante à grands courants et entraîne une baisse du rapport signal sur bruit. Ces problèmes résultant d'effets inductifs peuvent être atténués par des conceptions adaptées (shunt coaxial ou planaire).

Un avantage du shunt, par rapport au transformateur AC de courant, est sa capacité à absorber une composante de courant continu. Finalement, des composants supplémentaires sont requis pour assurer l'isolation galvanique, la transmission du signal et son amplification.

7 Micro système électromécanique (MEMS)

Les MEMS ne représentent en soi pas une nouvelle technologie de mesure de courant mais une nouvelle opportunité pour des conceptions / méthodes de production originales [7], permettant de produire des éléments ferro-magnétiques de très petites dimensions (i.e. 2x2 mm²). Il existe deux principaux types de développements MEMS pouvant impacter la mesure du courant : (1) développement d'éléments sensibles de détection de champ magnétique pouvant être déployés pour la mesure de courant – p. ex. l'élément sensible Fluxgate de la Figure 5 ; (2) de nouveaux concepts de mesure de courant, très différents des technologies traditionnelles, que les très faibles dimensions des MEMS pourraient rendre efficaces. Dans les deux cas, des résultats prometteurs et des défis sont toujours à l'étude. A ce jour, une question clé reste liée à la durabilité des sources de productions dans un marché tourmenté où des acteurs principaux arrivent néanmoins à s'affirmer. Dans ce sens, la durabilité d'un détecteur de champ magnétique MEMS a plus de chance de succès qu'un capteur de courant MEMS puisque il adresse une taille de marché significativement plus grande (mesure de position).

8 Application dans la production d'énergie éolienne

Parmi les marchés porteurs pour les capteurs de courant, on trouve de manière générale de nombreuses applications dans le domaine des commandes de moteurs électriques et des convertisseurs de tension. Une application caractéristique est l'électronique de contrôle des générateurs associés aux éoliennes, décrite en détails ci-après, où les capteurs de courant jouent un rôle prépondérant.

Il faut attendre les années 1990 pour que, dans différents pays, les pouvoirs publics subventionnent les énergies renouvelables et favorisent le développement commercial des éoliennes. Ces dernières, isolées ou en parc, se sont alors multipliées et l'on teste actuellement les nouveaux modèles allant jusqu'à une puissance de

4,6 MW. La puissance installée mondiale est, en 2004, de 39 151 MW. Avec 14 609 MW, l'Allemagne prend la tête, devant les Etats-Unis, l'Espagne et le Danemark [1].

8.1 Un besoin de contrôler

Le vent, déplacement de masses d'air, est dû aux différences de température locales ou plus globales résultant du rayonnement solaire. Les obstacles (forêts, montagnes, bâtiments...) provoquent des turbulences qui en modifient sans cesse la vitesse. Le rotor des éoliennes transforme l'énergie cinétique du vent en énergie cinétique rotative qui ensuite entraîne un générateur d'électricité.

La puissance du vent, et donc la portion qui peut en être extraite, est proportionnelle au cube de sa vitesse. L'énergie exploitable est par ailleurs proportionnelle à la surface balayée par le rotor. Quand le vent dépasse un certain seuil, il devient nécessaire de régler la puissance des éoliennes afin d'éviter les surcharges mécaniques et électriques. La puissance nominale du générateur est généralement l'un des paramètres à respecter.

Il existe une autre raison de contrôler la puissance : il est essentiel que le générateur fonctionne à son régime optimum, indépendamment des incessantes fluctuations du vent, cela afin de fournir une puissance électrique optimale au réseau. Il existe différentes manières de contrôler la puissance d'une éolienne. Le réglage passif ou actif des pales en est une. La limitation passive peut-être obtenue par un profil étudié des pales. Lorsque le vent atteint une certaine vitesse, les filets d'air qui entraînent le rotor se brisent et le rotor s'arrête.

8.2 Contrôle de l'angle d'attaque des pâles



Figure 13 : éolienne off-shore (photo FOCUS 2003)

Dans les grandes éoliennes actuelles, on a recourt à la commande active de l'angle d'attaque des pales selon leur axe longitudinal ("pitch control"). Cette modification de l'orientation des pales par rapport au plan du rotor permet d'une part de contrôler la puissance du générateur, et, d'autre part, d'orienter les pales afin que le rotor

s'arrête lorsque la vitesse du vent s'élève trop. Pour cela, on a recourt généralement à des servomoteurs de faible puissance dont les convertisseurs compacts, sur circuit imprimé, utilisent des capteurs de courant. Faisant partie de la boucle de rétroaction, ces capteurs doivent réagir rapidement et on préférera alors les technologies les plus performantes.

Ces capteurs permettent d'assurer que les éoliennes, après avoir démarré, fournissent une puissance constante au réseau malgré les importantes fluctuations du vent et que, par vent trop violent, elles se mettent en berne.

8.3 Commande de l'orientation de l'hélice

Il est important que le rotor soit toujours orienté perpendiculairement au vent, d'une part pour que le flux d'air traverse l'aire maximale balayée par les pales, d'autre part pour éviter qu'une asymétrie de charge ne fléchisse et ne relâche les pales à chaque révolution. Les grandes éoliennes commerciales sont généralement du type face au vent, c'est-à-dire avec le rotor côté vent du mât. Cette configuration étant instable, le rotor et la nacelle doivent être orientés activement ("Yaw control") à l'aide de moteurs électriques. Des freins permettent d'éviter que la nacelle ne change sans cesse de cap sous les faibles et soudains changements de direction du vent. Pour le réglage permanent de la position angulaire de l'ensemble, les capteurs des différents convertisseurs mesurent le courant en continu. La précision et le temps de réaction de la commande en courant dépend de manière décisive de la conception et des performances des capteurs de courant. Dans ce cas, on utilise de préférence des capteurs performants à boucle fermée, généralement pour des courants nominaux plutôt faibles (quelques centaines d'Ampères). Comme indiqué en [2] et [3], ces capteurs se distinguent par leur grande largeur de bande alliée à un temps de réponse minime, une très bonne linéarité et donc une haute précision.

8.4 Générateurs et raccordement au réseau

Après avoir réglé la position mécanique des pâles et de l'éolienne dans son ensemble, il s'agit encore de convertir l'énergie éolienne en énergie électrique, puis d'injecter cette dernière dans le réseau. Pour cela, les fabricants proposent deux solutions, basées soit sur des générateurs synchrones soit sur des générateurs asynchrones.

Générateur asynchrone à rotor à cage

Le "concept danois" classique comprend un rotor tripale à orientation des pâles réglable, une boîte à vitesse, un générateur asynchrone à cage et à commutation de pôles, couplé directement au réseau. Le couplage direct impose un système à "vitesse constante", aux variations de vitesses dans la zone de glissement

super-synchrone prêts. La vitesse du rotor peut être ajustée dans une fourchette très étroite par le réglage du glissement et, dans une fourchette plus large, en commutant les pôles du générateur. La vitesse est multipliée par une boîte de vitesse à engrenages, assurant ainsi un régime convenable au générateur. La machine prélève du réseau l'énergie réactive nécessaire à la création de son champ tournant. Afin de limiter les trop forts appels de courant lors du couplage sur le réseau, des modules de démarrage ("soft start") insérés entre le réseau et le générateur agissent en phase de démarrage. Finalement, pour les toutes grandes éoliennes, on ne recourt plus au couplage direct au réseaux qui présente certains inconvénients (p.ex. processus de synchronisation lors du raccord au réseau).

Générateur asynchrone à double enroulement

La majorité des grandes éoliennes actuelles recourent à un "concept danois" modifié, dans lequel une machine asynchrone à double enroulement sert de générateur (Figure 14).

Le bobinage statorique est directement couplé au réseau alors que le rotor à bagues l'est par l'intermédiaire d'un onduleur dédié, bidirectionnel, capable de transmettre de l'énergie vers la machine comme vers le réseau. Cet onduleur est dimensionné en fonction de la puissance rotorique de glissement, laquelle se limite en général à 20% de la puissance nominale du générateur. Ce concept élégant permet ainsi de régler un flux de puissance important en ne contrôlant qu'une faible proportion.

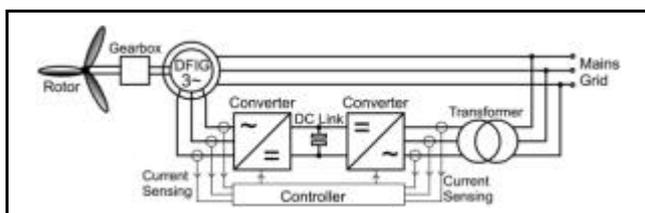


Figure 14 : Générateur asynchrone à double enroulement

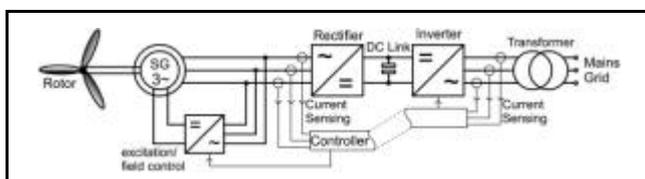


Figure 15 : Générateur synchrone à rotor à bague bobiné

Une éolienne de ce type est donc un système à vitesse variable, travaillant alternativement dans la zone sous-synchrone ou super-synchrone en jouant sur le réglage du glissement. Le convertisseur se compose en général de deux onduleurs digitaux identiques, reliés par un bus DC, généralement à IGBT commandés par modulation de largeur d'impulsions. Que l'énergie soit transportée dans un sens ou dans l'autre, l'un d'eux fonctionne en

redresseur et l'autre en onduleur. Le bus DC ainsi que le contrôle du courant injecté dans le réseau nécessitent une mesure précise et rapide du courant.

Générateurs synchrones

Les deux conceptions décrites ci-dessus recourent à une boîte à vitesses qui adapte le faible régime de l'hélice à celui, plus élevé, nécessaire au générateur. Une autre conception (Figure 15), qui gagne du terrain sur le marché, se base sur un générateur synchrone à entraînement direct, directement couplé au rotor de l'hélice dont la vitesse est variable. Cette solution permet d'éliminer les inconvénients des boîtes à vitesses (p. ex. les pertes mécaniques et les importants frais d'entretien) et augmente le rendement global, au prix d'une augmentation du volume de la partie motorisation. A la vue de la faible vitesse de l'arbre du rotor, la fréquence de sortie du générateur doit être adaptée à celle du réseaux.

Le dimensionnement du générateur électrique synchrone à entraînement direct sera conditionné par la puissance mécanique d'entrée, mais également par le fait que cette dernière est le résultat de la combinaison d'une faible vitesse et d'un couple élevé. Dans ce cas, on a avantage à concevoir des moteurs couples de grand diamètre et avec un nombre de pôles élevé [4]. Jusqu'à quelques centaines de kW, des moteurs synchrones à aimants permanents peuvent être considérés alors que pour des puissances supérieures on a généralement recours à des générateurs multipolaires synchrones à rotor bobiné.

Les générateurs synchrones combinés à un convertisseur adapté (Figure 15) présentent l'avantage de pouvoir produire une puissance réactive inductive ou capacitive, voire nulle. Le couplage réseau est effectué par des convertisseurs à modulation de largeur d'impulsion qui doivent dans ce cas être dimensionnés pour la pleine puissance à transmettre.

Dans cette application, des capteurs de courant à boucle fermée peuvent avantageusement être utilisés, que se soit dans le redresseur ou l'onduleur. Des versions à boîtier étanche existent pour les milieux agressifs. Par exemple, tous les capteurs de courant de la famille LF de LEM [2] conviennent à ces applications (Figure 1) et présentent en particulier un bon comportement en mode commun (paramètre souvent critique) et une très bonne précision (de l'ordre de 0,3% au régime nominal et à température ambiante). Leur principe boucle fermée (§ 2.2) permet, en sus de la mesure de courant, de réaliser des capteurs rapides assurant la protection des semi-conducteurs de puissance des onduleurs contre les courts-circuits, ce qui constitue un avantage inestimable pour les éoliennes offshore dont la maintenance est difficile et coûteuse.

9 Références

[1] <http://www.wind-energie.de>
 [2] "LF Series for Current Measurement". LEM Technical Information CH22102 E/US
 [3] "Capteurs isolés de courant et de tension / Caractéristiques- Applications – Calculs", LEM Publication CH24101 F.
 [4] E. Favre et al, "les entraînements linéaires directs", la conversion linéaire directe, SEE, ENS Cachan, Paris, France, 1999.

[5] Pavel Ripka (ed.), "Magnetic Sensors and Magnetometers", 2001 Artech House Inc., Norwood.
 [6] D. Porto et al, "Design of a new air-cored transformer", 39th IEEE-IAS annual conference record, Seattle, USA, 2004.
 [7] PRIME Faraday Partnership, "An Introduction to MEMS (Micro-electromechanical Systems)", Dec. 2001. www.primetechnologywatch.org.uk/documents/Mems.pdf

	<i>Technologies à effet Hall</i>			<i>Technologies Fluxgate</i>				<i>Technologies sans circuit magnétique</i>	
	<i>Boucle fermée</i>	<i>Type Eta</i>	<i>Boucle ouverte</i>	<i>3 noyaux magnétiques</i>	<i>2 noyaux magnétiques</i>	<i>Basses Fréquences</i>	<i>Type Standard</i>	<i>Rogowski</i>	<i>PRiME</i>
<i>Plage de mesure</i>	0-15'000 A	25 - 150 A	0-15'000 A	0 – 600 A	0 – 150 A	0 – 400 A	0 – 500 A	0 – 10'000 A	0 – 10'000 A
<i>Bande passante</i>	0 – 200 kHz	0 – 100 kHz	0 – 25 kHz	0 – 100 kHz	0 – 500 kHz	0 – 100 Hz	0 – 200 kHz	10 Hz-100 kHz	10 Hz-100 kHz
<i>Temps de réponse (@ 90 %)</i>	< 1 ms	< 1 ms	< 3 – 7 ms	< 1 ms	0.4 ms	5 ms	< 1 ms	10 - 50 ms	2 - 50 µs
<i>Précision Typique, à +25°C, en % du courant nominal</i>	± 0.5 %	± 1.5 % (DC) ± 0.5 % (AC)	± 1.5 %	± 0.0002 %	± 0.1 %	± 0.1 %	± 0.2 %	± 1 % ++	± 0.5 % ++
<i>Linéarité</i>	± 0.1 %	± 0.5 % (DC) ± 0.1 % (AC)	± 0.5 %	± 0.0001 %	± 0.05 %	± 0.1 %	± 0.1 %	± 0.2 %	± 0.2 %
<i>Points remarquables</i>	- Précision - Vitesse	- Vitesse - Faible consommation - Basse tension (5 V)	- Faible consommation - Petite taille - Bas prix	- Très grande résolution - Très grande précision - Vitesse	- Grande résolution - Grande précision - Top vitesse	- résolution - précision - Basse fréquence - Bas prix	- résolution - précision - vitesse	- précision - bande passante - Faible masse - AC	- précision - bande passante - Faible masse - AC

++ : Précision donnée en pourcent de la lecture et non pas en pourcent du courant nominal du capteur

Etude d'un système de production, par "Energies Renouvelables", couplé au réseau : principe de fonctionnement, aspect énergétique, bilan de puissance

Essais de systèmes en STS Electrotechnique

Valérie LEGER, Karine PELLION, Yves VINCENT,
Bruno LEQUILLEUC, Thierry VIGNAL, Mohamed BEN MOUSSA
Lycée Maupertuis, 1 rue Pierre de Coubertin, 35400 Saint Malo

Cadre de l'étude : Dans le cadre d'un programme visant à former des techniciens aux nouvelles énergies, la région Bretagne, l'Ademe et EDF ont doté 5 établissements (3 publics, 2 privés), de l'académie de Rennes, de plates-formes « Energies Renouvelables » (somme investie de 45 000 €). Les établissements ont des plates-formes équivalentes composées d'une éolienne de 750 W, de générateurs photovoltaïques, d'accumulateurs électrochimiques et des régulateurs adaptés. Le système a été imaginé et conçu en concertation avec une équipe de recherche de l'antenne de Bretagne de l'ENS de Cachan et du laboratoire SATIE (UMR CNRS). Celle-ci avait mis en place une plate-forme expérimentale de recherche en 1999 pour l'étude de la production et le stockage décentralisés d'électricité d'origine renouvelable (voir bibliographie). La nôtre, installée dans le cadre des thèmes de BTS Electrotechnique est opérationnelle depuis mai 2004 et va être utilisée, entre autres, en essais de systèmes.

Le TP proposé se déroule en deux séances de 5 h. Il s'inscrit dans la série des essais de systèmes de 2^{ème} année du BTS Electrotechnique. Deux binômes travaillent sur le thème dans un cycle de TP tournants qui commence après les vacances de Toussaint, ce qui correspond dans nos régions à des périodes de vents importants tout en ayant un ensoleillement correct.

Le sujet comprend une partie théorique à étudier avec quelques questions qui permettent de juger le niveau de compréhension, puis une partie pratique.

Au niveau du programme de physique appliquée, le cours sur les machines synchrones vient d'être fait ainsi que le redressement triphasé.

Ces essais de systèmes font suite à un cours sur les énergies, en début de 1^{ère} année, suivi de projets personnels sur différents sujets toujours liés à l'énergie.

Plate-forme :

Le matériel installé est le suivant :

- une éolienne Aircraft 752 24 /48V, 750 W ;
- deux générateurs photovoltaïques 120 Wc, 24V, Shell ;
- 4 accumulateurs électrochimiques ;
- Régulateur ACLR (éolienne) ;
- Régulateur Tarom 430 (générateurs photovoltaïques) ;
- Onduleurs TRACE 4038 ;
- Capteurs isolés de courants et tensions.

La structure de l'installation est exposée dans le texte ci après.

La plate-forme dispose également d'une station météo. A terme, les informations météorologiques couplées aux informations de puissance seront mises en ligne.

On trouvera en fin de texte les sites constructeurs ainsi que les références de l'entreprise ayant doté nos différents établissements.

Sujet des essais

1 Introduction

Les ENR (énergies renouvelables) sont une alternative aux énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon, etc.) dont les réserves sont estimées à 50 ans avant épuisement au train actuel de la consommation. Parmi les ENR classiques, on trouve depuis longtemps les barrages hydrauliques. Les dernières années ont vu apparaître les éoliennes et panneaux solaires. Ces deux derniers systèmes de production comportent néanmoins des contraintes très importantes :

- ils ne produisent pas en continu et sont très dépendants des conditions météorologiques ;
- les éoliennes nécessitent des installations plus importantes au niveau contraintes mécaniques.

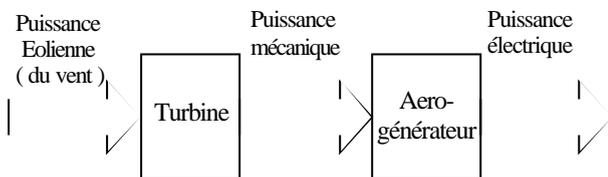
Il apparaît alors évident qu'il faut stocker l'énergie pour les périodes de non production et/ou avoir un apport fiable complémentaire (réseau, groupe électrogène).

2 Principes de fonctionnement

1 Éolienne

1.1 Chaîne de conversion

La nacelle et les pâles réalisent la conversion suivante, illustrée par le schéma ci-dessous :



La puissance mécanique récupérée par une turbine peut s'écrire sous la forme :

$$P_{\text{turbine}} = \frac{1}{2} C_p \rho \pi R_p^2 V_w^3 \quad (A)$$

V_w est la vitesse du vent ;

$\pi R_p^2 = S$, représente la surface balayée par les pâles ;

C_p est le coefficient aérodynamique de puissance ; il caractérise l'aptitude de l'aérogénérateur à capter l'énergie éolienne. Il dépend de la vitesse de rotation de la turbine et de la vitesse du vent.

On peut définir une vitesse spécifique, dite également normalisée, qui lie ces deux vitesses :

$$\lambda = \frac{R_p \Omega}{V_w} \quad (B)$$

(λ représente le rapport entre la vitesse périphérique en bout de pâles, $R_p \Omega$, et la vitesse du vent).

On trouve alors les courbes du coefficient C_p en fonction de λ pour les différents types d'éoliennes (cf. § 1.2 : influence du nombre de pâles).

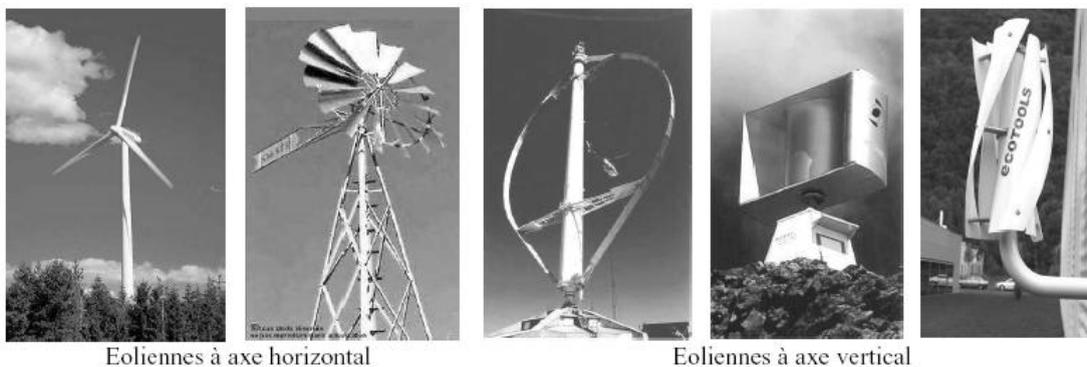
En conclusion

Plus le vent est élevé, plus la puissance fournie doit être importante.

Pour une vitesse du vent fixée, vue l'allure de C_p (cf. § 1.2), la puissance fournie, à même rayon de pâles, dépend du nombre de pâles de l'éolienne (cf. suite).

La puissance est également proportionnelle à la surface balayée, c'est-à-dire à la longueur des pâles, donc pour des très fortes puissances, il faudra des tailles de pâles importantes et donc des masts en conséquence.

La structure de l'éolienne (nombre de pâles) et sa taille sont donc liées aux gammes de vitesses de vent disponibles (donc au contexte géographique et météorologique) et bien sûr à la puissance nominale désirée. On se doute alors qu'en milieu urbain où le vent n'atteint pas de grande vitesse, n'est pas régulier, et où l'on ne peut se permettre des masts de 40 m, on ne pourra pas installer d'éolienne de fortes puissances. (On parle de 500 W maximum).



Eoliennes à axe horizontal

Eoliennes à axe vertical

1.2 Influence du nombre de pâles

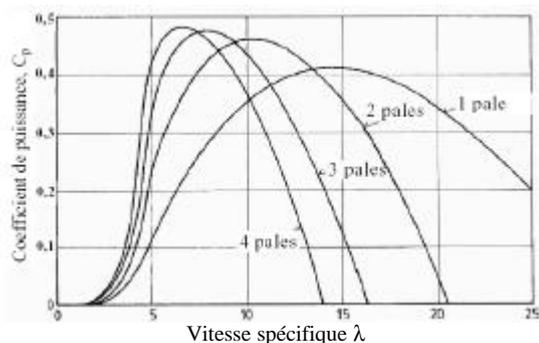


Figure 1 : C_p en fonction de λ pour un nombre de pâles différents.

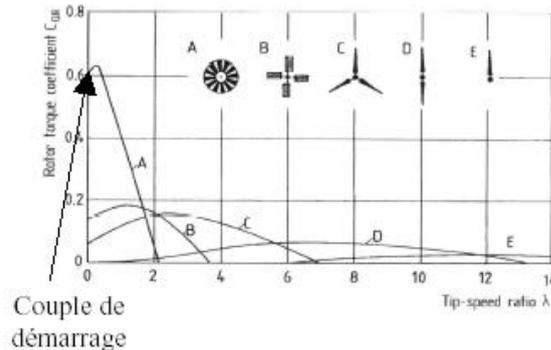


Figure 2 : Couple de démarrage en fonction de λ pour un nombre de pâles différents

➤ **Analyse des courbes :**

Si l'on prend une vitesse du vent fixée :

- une faible valeur de λ correspond à une vitesse faible pour le rotor ;
- inversement une valeur élevée de λ correspond à une vitesse de rotor élevée.

➤ **Figure 1 :**

A vitesse du vent fixée, la puissance étant proportionnelle à C_p (relation (A)), on voit que la courbe de $C_p = f(\lambda)$ correspond également à la courbe $P = f(\Omega)$. On constate donc que plus le nombre de pales est élevé, plus la vitesse de rotation correspondant à un début de production de puissance (C_p qui devient positif) et au maximum de puissance (C_p max) est faible.

Comme la vitesse de rotation de la turbine dépend de la vitesse du vent, on voit ainsi que les quadripales et les tripales se mettent à produire pour des vitesses du vent plus faibles que les bipales ou monopales.

➤ **Figure 2 :**

$\lambda = 0$ correspond à $\Omega = 0$ quelle que soit la vitesse du vent. Le couple, pour $\lambda = 0$, est donc le couple de démarrage. On constate que, plus le nombre de pales est important, plus le couple de démarrage est important ! On constate également que le couple maximal s'obtiendra pour des vitesses de vent plus faibles pour un nombre de pales important.

D'autre part, les courbes sont "plus plates" pour un nombre de pales plus faible. Une courbe de couple ou de puissance plate au niveau de son maximum, signifie qu'on reste au maximum pour plusieurs valeur de λ , donc pour une plage de vitesse de vent assez large. La sensibilité aux variations de la vitesse du vent autour de la vitesse optimale sera moindre.

En Conclusion : ces propriétés expliquent le choix (compromis le meilleur), de plus en plus développé, des structures tripales.

1.3 Types d'aérogénérateurs

La nature de l'aérogénérateur et le type d'application (production directe sur le réseau ou stockage) vont imposer le régulateur de l'éolienne ; celui-ci composé d'un convertisseur statique (ou plusieurs) et de sa commande assure la conversion d'énergie électrique. Ils se répartissent en trois familles :

- Génératrice à courant continu (ancienne génération) (faibles puissances)
- Génératrice asynchrone couplée sur le réseau (forte puissance)
- Génératrice synchrone (alternateur) à aimants permanents

On développe, à l'heure actuelle, les génératrices asynchrones et synchrones. Pour les unes comme les autres, la fréquence des tensions délivrées est fonction de la vitesse de rotation de la turbine.

1.4 Nature de l'aérogénérateur de l'Aérocraft

C'est une génératrice synchrone triphasée (ou alternateur) à aimants permanents. Le stator est couplé en étoile.

Sa puissance nominale est de 750 W pour $v = 12$ m/s. Tension nominale : 24 V On a de plus les relations

suivantes : $E = k\Omega$ et $\Omega = \frac{2\pi f}{p}$,

où Ω est la vitesse de rotation du rotor et p le nombre de paire de pôles.

1.5 Schéma équivalent de l'Aérocraft

Le schéma monophasé, équivalent à un bobinage, que nous exploiterons, est le schéma classique de BEHN ESCHENBURG d'une machine synchrone (figure 3). La fréquence pouvant être variable, suite à des variations de v_w , on n'utilisera pas la grandeur réactance synchrone mais d'inductance synchrone :

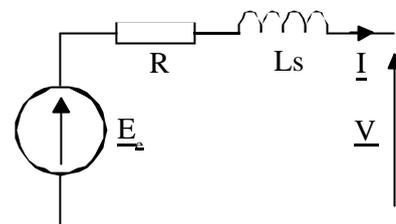


Figure 3 : schéma équivalent monophasé étoile de l'alternateur

E_e : valeur efficace de la f.é.m. induite à vide ;

L : inductance synchrone ;

r : résistance d'un enroulement de l'induit.

La plupart du temps, la résistance est négligeable. De par la présence de l'inductance, on peut considérer que la machine synchrone est une source de courant triphasée.

Nous allons montrer (§ 4) que le générateur ne produit qu'à partir d'une certaine vitesse du vent Ω_0 (supérieure à la vitesse de démarrage).

1.6 Caractéristique mécanique

Pturbine/Pn

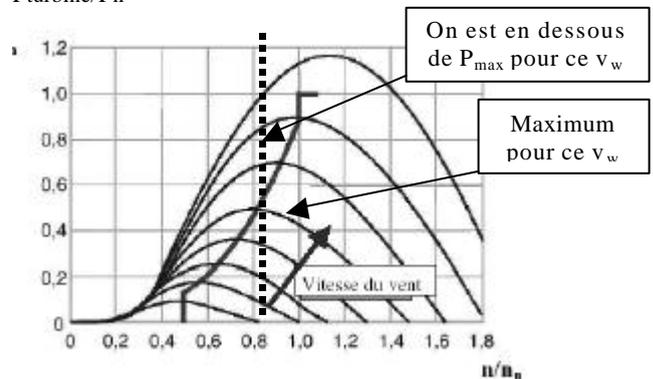


Figure 4 : Puissance de la turbine en fonction de la vitesse de rotation paramétrée par la vitesse du vent

Il faut distinguer 3 cas de figures :

- l'éolienne est directement connectée au réseau et dans ce cas la vitesse de rotation du générateur est imposée par la fréquence de réseau, (cas a) ;
- l'éolienne n'est pas directement connectée au réseau, la liaison est assurée par l'intermédiaire de convertisseurs statiques qui permettent de régler la fréquence, donc la vitesse, (cas b) ;
- sans raccordement au réseau, la vitesse de rotation dépend de la vitesse du vent, (cas c).

a) connexion directe au réseau

Si l'on produit directement sur le réseau, la fréquence est imposée par celui-ci et donc la vitesse de rotation des génératrices aussi.

On voit immédiatement que l'on n'est pas à la valeur maximale de puissance que pourrait fournir la turbine pour n'importe quelle valeur de v_w . La puissance ne peut être maximale que pour une seule valeur de la vitesse du vent ! (cf. , figure 7, courbe en pointillé).

Il est donc souhaitable de pouvoir réguler la vitesse du rotor. On utilisera alors des systèmes plus ou moins complexes (cf. exemple ci-dessous).

b) Connexion au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs statiques

Le système présenté associe en cascade un redresseur et un onduleur relié au réseau.

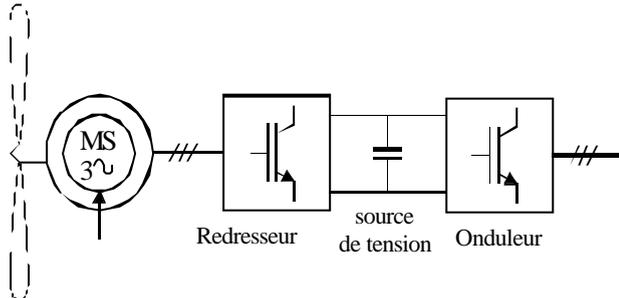


Figure 5 : Exemple de structure de connexion du générateur synchrone à aimants permanents au réseau. La vitesse de rotation de la turbine et la fréquence des tensions délivrées par la génératrice ne sont pas liées à la fréquence du réseau.

c) Avec stockage non directement relié au réseau :

On doit donc redresser. On remarquera que le redresseur débite sur une source de tension. L'alternateur est une source de courant !

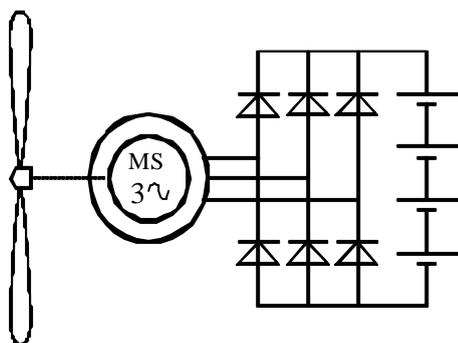


Figure 6 : la vitesse du rotor dépend de la vitesse du vent et de la charge

Ces contraintes vont influencer sur le choix de l'architecture.

1.7 Régulation mécanique de la turbine

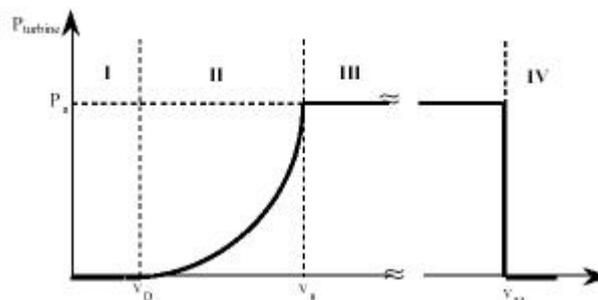


Figure 7 : Puissance fournie par la turbine en fonction de la vitesse du vent

Zone I : la vitesse du vent n'est pas suffisante pour que la turbine produise

Zone II : la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent.

Zone III : zone où la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance fournie par la turbine reste relativement égale à la puissance nominale.

Zone IV : le système de sûreté mécanique arrête la rotation et le transfert d'énergie.

Pour les grosses turbines : (fortes puissances), on va limiter la puissance en jouant sur les pales :

- par modification de la position des pales de façon à changer le C_p , système pitch ;
- par autofreinage, grâce à la forme des pales, système stall.

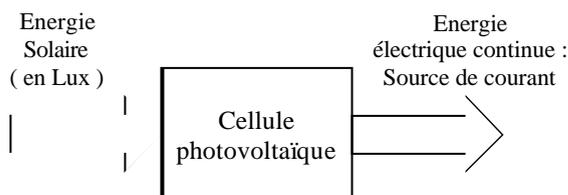
Pour les éoliennes de plus faible puissance : la limitation de puissance s'effectue par :

- basculement ;
- pas variable par la pression du vent (les pales se déforment) ;
- déviation par rapport à l'axe du vent (c'est le système de l'Aérocraft).

Pour en savoir plus, voir l'étude sous Solid Works développée en mécanique.

2 Générateur photovoltaïque (noté par la suite générateur PV)

2.1 Chaîne de conversion



2.2 Principe de fonctionnement - Modèle équivalent

a) Rappel :

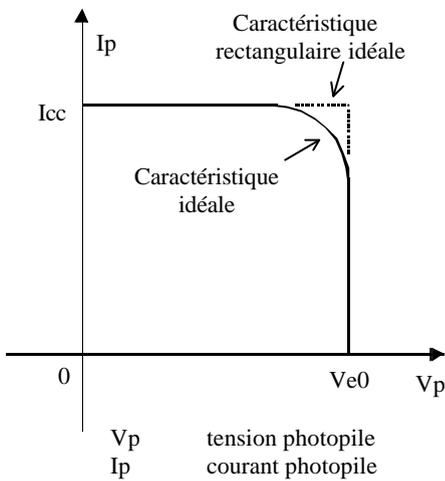
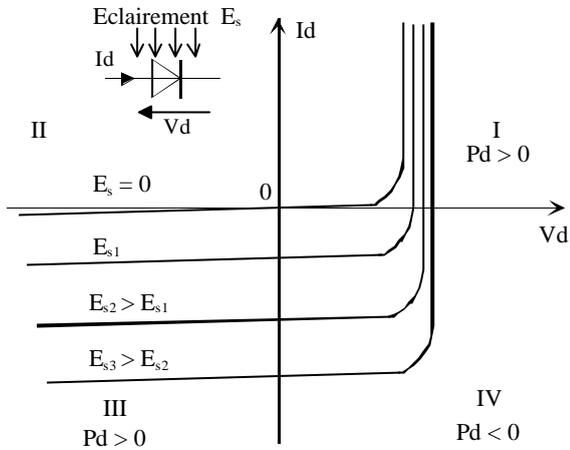


Figure 8 : Caractéristiques d'une photodiode (en haut) et d'une photopile (en bas)

La cellule de base d'un module photovoltaïque est la photodiode. Un générateur PV sera constitué de cellules en parallèle et en série comme l'illustre la figure 9.

b) Structure d'un module

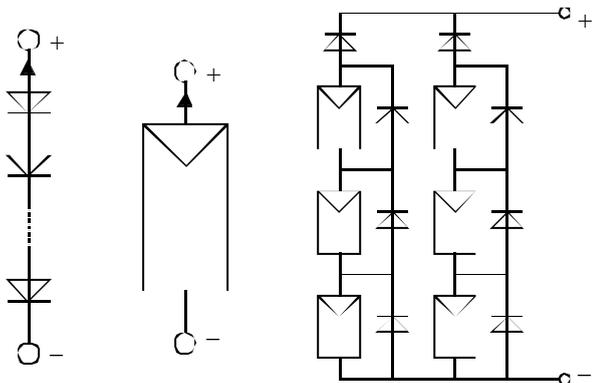


Figure 9 : structure d'un module

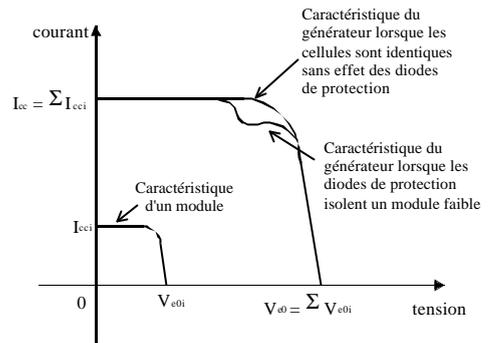


Figure 10 : Caractéristique de l'ensemble des photodiodes donc d'un module

c) Modèle équivalent dans la zone linéaire :

Le courant débité par le générateur est une fonction de E_s , T_j et V_G tension imposée par la charge. On détermine ces relations expérimentalement, avec les courbes du §2.3.

Dans la zone linéaire, I_G est une fonction affine de l'ensoleillement ; on peut alors établir le modèle de Norton du générateur :

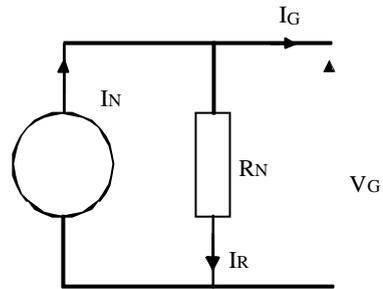


Figure 11 : Modèle de Norton

$$I_G = I_N - I_R = \alpha E_s - \frac{V_G}{R_N}$$

avec α un coefficient de proportionnalité

d) Travail demandé :

A l'aide des caractéristiques de la figure 12, établir le modèle équivalent de Norton du module SM110 – 24C (panneau du lycée).

Déterminer les limites (en tension) de ce modèle.

2.3 Courbes $I = f(V)$

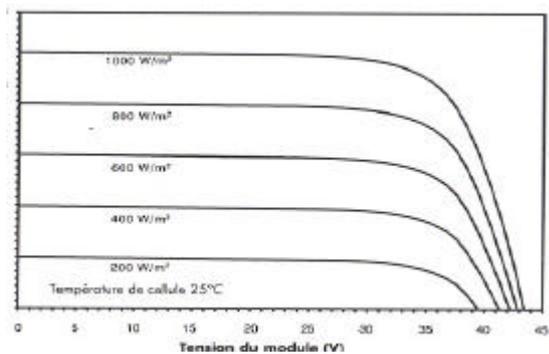


Figure 12: Caractéristiques du modules SM 110-24C à 25° en fonction de la luminosité

On constate que le générateur PV est assimilable à une source de courant liée à l'ensoleillement jusqu'à environ 35 V. Le point de puissance maximale se situe au niveau du coude.

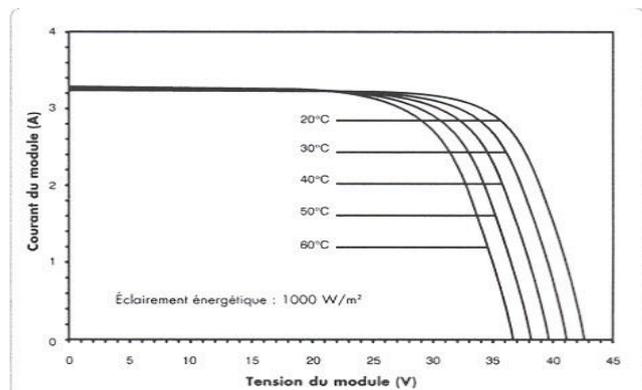


Figure 13 : Caractéristiques en fonction de la température.

On constate que les performances du générateur PV se dégradent lorsque sa température augmente.

Remarques diverses : 100 000 lux = 1000 W / m².

Pour information, l'éclairement énergétique de 1000 W / m² correspond à l'ensoleillement d'une ville comme Nice en été ; celui d'un soleil voilé se situe entre 200 et 500 W / m² et celui d'un ciel couvert à 50 W / m².

Dans une pièce d'un appartement, à proximité d'une fenêtre l'éclairement énergétique varie de 400 à 2000 lux, 100 à 300 lux sur un bureau, 20 sous une table.

Le lux est une unité dédiée aux éclairagements intérieurs. On utilise plutôt le W/m² en extérieur. Les conditions de test standard (STC : Standard Conditions Test) sont 1000 W / m² pour 25°. La puissance instantanée P_c s'exprime en Wc (watt crête). Le rendement énergétique d'un panneau se calcule par la

$$\eta = \frac{P_c}{1000 \times S}$$

dans laquelle S est la surface

du générateur PV (en m²). Exemple : Un panneau de 0,4 m² et 50 W_c a donc un rendement STC de 12,5%.

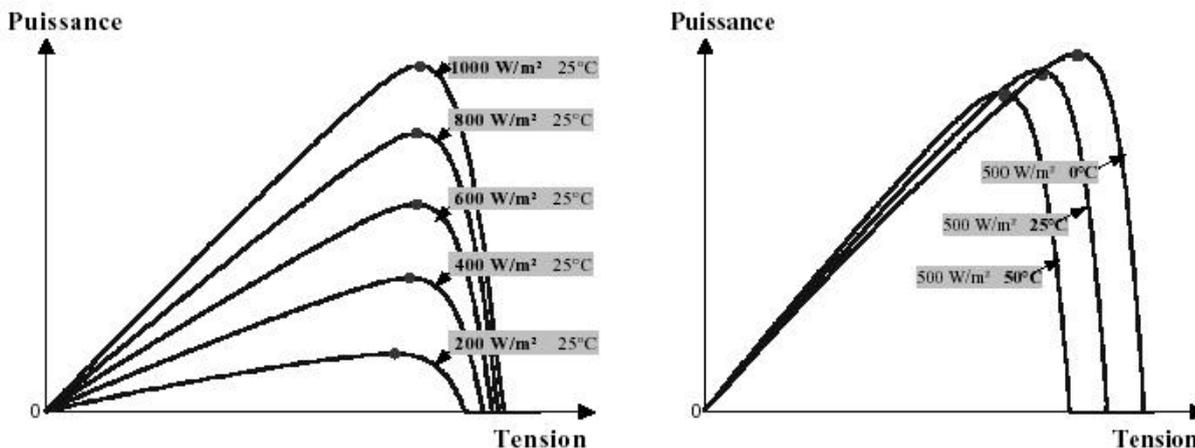


Figure 14: Courbes de puissances en fonction de la tension et Réglage du point maximum.

2.4 Recherche du point de puissance maximum

a) Généralités

Qu'est ce que le point maximum de puissance ? C'est le couple (courant – tension) pour lequel, la puissance que le panneau peut fournir est maximale pour un ensoleillement donné.

Lorsque l'on trace le graphe de l'évolution de la puissance en fonction de la tension, pour des ensoleillements différents, on se rend compte que ce maximum s'obtient pour des valeurs de tension différentes (mais proches), cf. figure 14.

On constate qu'il suffit d'amener la tension à la valeur qui correspond à P_{max}.

b) Travail demandé

Pour les différents ensoleillements, en exploitant les courbes de la figure 12, tracer la courbe de la puissance débitée en fonction de la tension. (Vous allez retrouver des courbes similaires à celles de la figure 14).

Déterminer la valeur de la tension V_{Gmax} pour laquelle la puissance est maximale pour les différents ensoleillements.

Tracer ensuite la courbe des V_{Gmax} = f(E_s).

Proposez alors un algorithme permettant de toujours situer le fonctionnement du système au point de puissance maximale.

Questions relatives au § 2.3: les dimensions d'un module photovoltaïque qui sont de 1316 mm par 660, la puissance est de 120 W pour 1000 W/m².

Quel est le rendement des panneaux du système ? Etablir l'énergie disponible sur 24 h (en W.h) par m² pour le jour de votre TP. En tenant compte du rendement de votre panneau, quelle est l'énergie disponible fournie par le panneau ? Vous aurez un luxmètre à disposition.

Sachant que le module photovoltaïque qui est connecté à une source de tension dont la valeur est supérieure aux tensions V_{Gmax}, le hacheur parallèle (ou hacheur élévateur) semble le convertisseur idéal (cf. cours sur les hacheurs).

2.5 Etude pratique

Proposez une méthode pour tracer la courbe $I = f(V)$ suivant l'ensoleillement (mesuré à l'aide d'un luxmètre) et faites les relevés nécessaires. Vos résultats seront mis à disposition de vos camarades afin de les comparer puisqu'ils ne correspondront pas aux mêmes ensoleillements. (Remarque : il y a deux panneaux en série)

- Avec vos valeurs, validez votre modèle.

3 Accumulateurs électriques

3.1 Différence entre puissance et énergie

La puissance est l'énergie instantanée. En produisant 100 W pendant 10 h, on aura produit, en énergie, 1 kWh.

Si l'on considère un de nos générateurs photovoltaïques, la puissance peut être considérée comme proportionnelle à l'ensoleillement et à la surface. Pour un ensoleillement de 1000 W/m² (Nice en été), le générateur PV fournit 120 W pour une surface de 0,9 m².

Si l'on considère un ensoleillement de 1000 W/m² pendant 5 h, le panneau aura fourni 600 Wh. Cette énergie peut être renvoyée sur le réseau ou stockée.

Si l'on considère qu'elle a été stockée, combien de temps pourra-t-on utiliser cette énergie pour éclairer une maison (sans gaspillage, on considèrera que 2 pièces sont éclairées pour une puissance de 200 W) ?

3.2 Le stockage

Un accumulateur électrique (dans notre cas, il s'agit d'une technologie électrochimique plomb / acide étanche) est définie par sa capacité (ici 130 Ah). Il s'agit d'une charge stockée. Dans un fonctionnement visant à ne pas dégrader les accumulateurs, on ne doit pas les décharger de plus de 10% de leur charge.

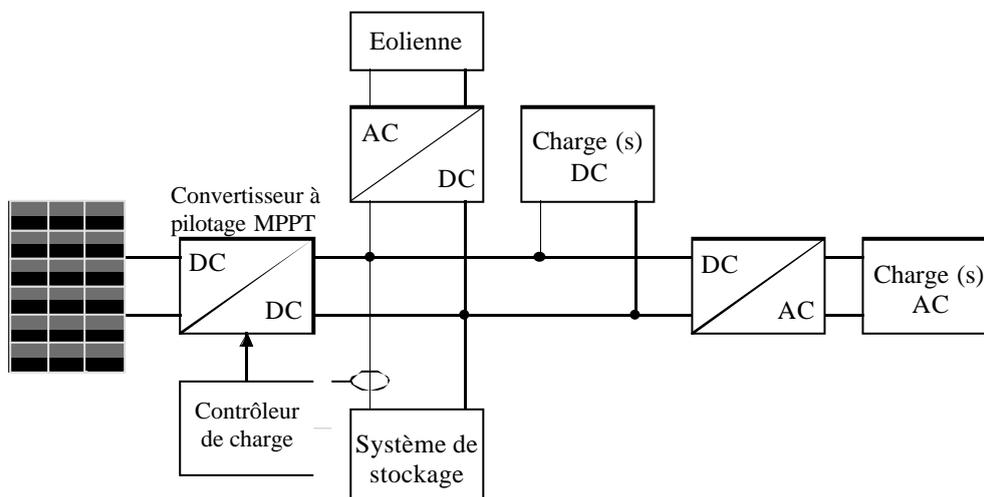
- 1) Si l'on suppose que la charge absorbe un courant de 4A, quel sera le temps d'autonomie, de l'accumulateur considéré, pour une utilisation régulière ?
- 2) S'il s'agit de suppléer à un manque exceptionnel, on peut laisser l'accumulateur se décharger quasi intégralement. Quel sera alors le temps d'autonomie de l'accumulateur ?
- 3) Combien d'accumulateurs électriques seront nécessaires pour une autonomie de 24h en considérant différents cas de figures : accumulateur déchargé à 10%, accumulateur déchargé à 50%, 75%, au maximum ?

3 Architecture

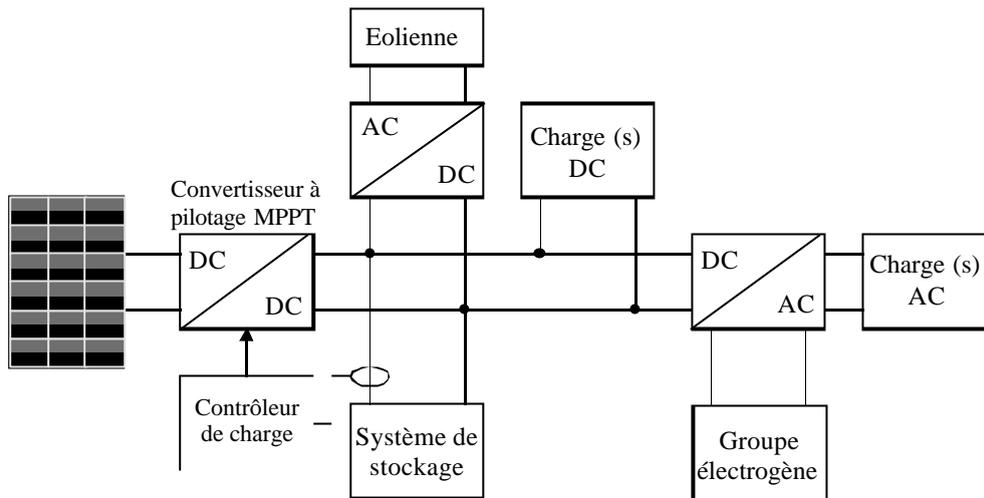
1 Définition :

Il s'agit de choisir la structure dans laquelle vont être insérés les différents éléments. Elle dépend du cahier des charges. On trouve les architectures suivantes :

a) sur site isolé sans apport (groupe électrogène) avec stockage

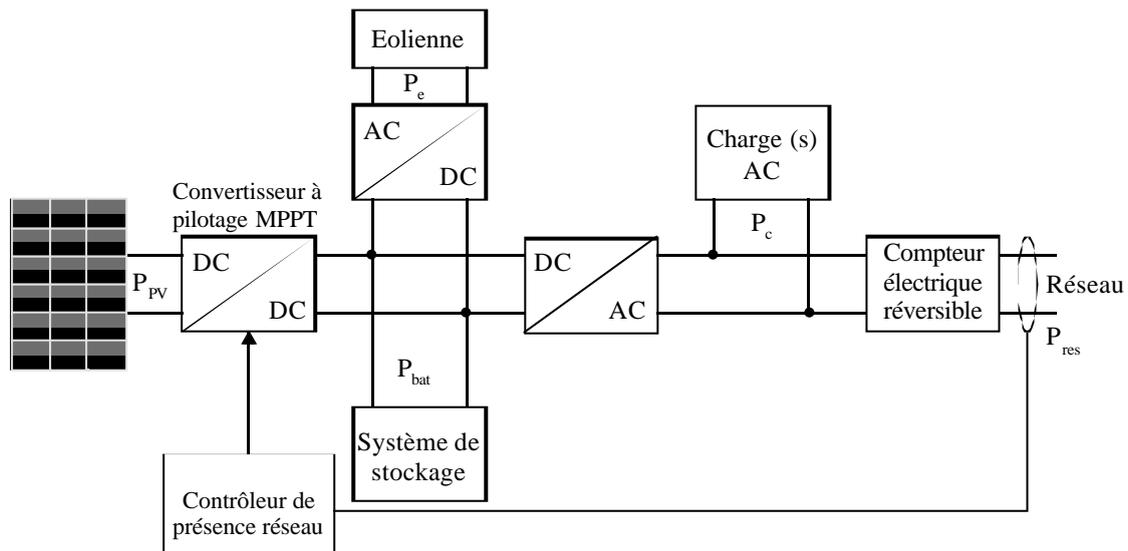


b) Sans réseau avec groupe électrogène et stockage



c) Avec connexion directe au réseau

d) Avec réseau et stockage (la notre)



Cette architecture est très souple. On peut également rajouter une charge DC sur le bus continu. L'installation du lycée présente les caractéristiques suivantes :

- une éolienne Aérocraft 750 W, 24V / 41V , 17 A
- un régulateur pour l'éolienne ACLR 2000
- 2 générateurs photovoltaïques de 110 Wc chacun, pour une surface de 0,9 m² chacun (SM110-24C)
- un régulateur DC/DC TAROM 430
- un onduleur TRACE 3048 qui assure le contrôle de l'ensemble de l'installation
- 4 accumulateurs 12V, 130 Ah en série (plomb étanche gel sans entretien). Le trace fixe la tension du bus continu à environ 50 V.

2 Étude théorique

Compléter les blocs en indiquant le nom des convertisseurs d'énergie.

Sur chacune des architectures, faites un bilan de puissance aux différents points indiqués et proposez un algorithme de fonctionnement en envisageant tous les cas de figures possibles (production supérieure à la demande, inférieure etc....)

Dans le cas de la structure a), à l'aide de la documentation du régulateur TAROM, décrivez le principe de fonctionnement. Ce régulateur vous paraît-il adapté à l'architecture d) ?

Dans le cas de notre installation :

Pourquoi choisit-on de mettre les 4 batteries en série pour avoir une tension de 48 V ?

L'Aérocraft fournit sa puissance nominale pour un vent de 12 m/s, vous paraît-elle bien choisie ? Compte tenu de la relation entre puissance, vitesse du vent et surface balayée (relation (A) du § 2.1.1, pour une éolienne de 12 m à même C_p que la notre, quel ordre de grandeur de puissance envisageriez-vous pour des éoliennes en milieu urbain ?

3 Etude pratique

Mettre en oeuvre les différents moyens de production tour à tour et faire des mesures de puissances en tout point de la chaîne de conversion afin de vérifier l'algorithme que vous aurez établi et validé avec votre enseignant.

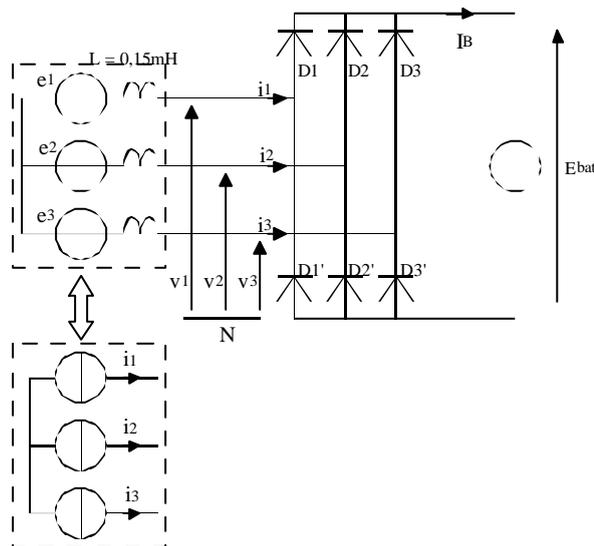
En même temps, visualiser les formes d'onde tension – courant en tout point de la chaîne.

4 Les régulateurs

1 Le redresseur triphasé

Il s'agit du cas très spécifique d'un redresseur triphasé à diodes sur source de tension. Les diodes seront passantes lorsque le courant les traversant sera positif. On considèrera l'éolienne comme une source de courant triphasés i_1, i_2, i_3 sinusoïdaux de valeur efficace I . La tension batterie sera appelée $E_{bat} = 50$ V.

1.1 Structure



1.2 Etude théorique (fournir les chronogrammes)

Déterminer les intervalles de conduction des diodes.

Tracer les chronogrammes de i_B (courant dans la batterie), u_{12} , u_{23} et u_{31} . En déduire les tensions simples v_1, v_2 et v_3 .

Calculer la valeur moyenne de i_B en fonction de I . En déduire la puissance active consommée par la charge.

Calculer la valeur efficace de u_{12} et de v_1 en fonction de E_{bat} . Faire l'application numérique.

La décomposition harmonique de la tension simple est

$$v_1(t) = \frac{2E}{\pi} \left(\sin(\omega t) + \frac{1}{5} \sin(5\omega t - \frac{\pi}{3}) + \frac{1}{7} \sin(7\omega t) + \frac{1}{11} \sin(11\omega t - \frac{\pi}{3}) \dots \right)$$

Donner le déphasage de la tension v_1 par rapport à i_1 . Même chose pour les phases 2 et 3. Que peut-on dire de la puissance réactive ? Donner l'expression de la puissance active coté alternatif. Vérifier la cohérence avec la puissance coté continu.

L'alternateur à vide fournit un réseau de 3 tensions triphasées sinusoïdales de valeur efficace 50 V de même fréquence que v_1 . A l'aide du schéma équivalent, en raisonnant sur une phase :

Donnez la relation entre chacun des harmoniques de la tension v_1 , de e_1 et i_1 (e_1 étant sinusoïdale, elle ne comporte pas d'harmoniques) faites des schémas vectoriels pour le fondamental. En déduire la valeur de I valeur efficace du fondamental du courant de ligne.

Faites des schémas vectoriels pour le fondamental, l'harmonique 5 et le 7.

Compte tenu de la valeur de l'inductance du schéma équivalent, calculez la valeur efficace de i_1, i_5 et i_7 . Que peut-on dire des harmoniques de rang supérieur ? Justifiez l'allure de i_1 .

Calculer la puissance électromagnétique P_{em} fournie par l'alternateur. Vérifier la cohérence avec la puissance coté continu.

A.N : pour $E_{bat1} = 48$ V puis $E_{bat2} = 50$ V et $E_{bat3} = 52$ V, calculez la valeur efficace (V_{f1}, V_{f2}, V_{f3}) du fondamental de la tension v_1 .

1.3 Application à notre génératrice synchrone à aimants permanents

On se placera dans l'hypothèse d'une machine à pôles lisses et non saturée de façon à utiliser le schéma équivalent de BEHN ESCHENBURG (BE). On négligera de plus la résistance. Le schéma équivalent est celui du § 2 – 1.5.

La machine est à aimants permanents donc le flux d'excitation est constant et E (la valeur efficace de la fem à vide peut s'écrire $E = k\Omega$ (k est la constante de vitesse)).

On a vu juste avant que le système ne consomme pas de puissance réactive et que l'expression de la puissance active est $P = 3V_f I$ où V_f est la valeur efficace du fondamental de v_1 (tension simple) et I la valeur efficace du courant supposé sinusoïdal.

En raisonnant sur le fondamental de $v_1(t)$, à l'aide du schéma de BE, exprimer I en fonction de V_f et E .

Exprimer E et $L_s\omega$ en fonction de la vitesse de rotation Ω .

En déduire l'expression de I en fonction de Ω puis P en fonction de Ω .

Montrer alors que l'éolienne ne produit qu'à partir d'une certaine vitesse Ω_0 dont vous déterminerez l'expression littérale. Vous vérifierez ceci sur les courbes de la figure 4.

En introduisant une vitesse normalisée $x = \frac{\Omega}{\Omega_0}$,

exprimer P en fonction de x.

Donner l'allure de P en fonction de x paramétrée par E_{bat1} , E_{bat2} et E_{bat3} . Conclusion ?

1.4 Etude pratique

Retrouvez tous ces résultats à l'aide d'une simulation

Relevez les chronogrammes des tensions et courants en amont et en aval du régulateur et analysez les différences avec l'étude théorique.

2 Le régulateur MPPT

L'étude du régulateur MPPT se fera ultérieurement. Un des thèmes de BTS consiste justement en la conception et la mise en oeuvre d'un régulateur didactique.

5 Bibliographie

B. MULTON, O. GERGAUD, H. BEN AHMED, X. ROBOAM, S. ASTIER, B. DAKYO, C. NIKITA
« *Etat de l'art des aérogénérateurs* », Ouvrage collectif
« L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », Ed. NOVELECT - ECRIN, mai 2002, pp.97-154.

O. GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque que couplé au réseau et associé à un

accumulateur », Thèse de l'ENS de Cachan (antenne de Bretagne) – SATIE, soutenue le 9 décembre 2002

Annales du concours d'entrée en 3^{ème} année en génie électrique de l'ENS de Cachan, épreuve de 2001 (génératrice éolienne à aimants débitant sur redresseur à diodes) et épreuve de 2003 (générateur photovoltaïque).

Tous ces documents, et bien d'autres, sont disponibles en téléchargement sur le site :

www.bretagne.ens-cachan.fr rubriques :
Enseignement : Département de Mécatronique
Recherche : SATIE Actionneurs Energie

« Cellules solaires et autonomie », Anne LABOURET, SOLEMS.S.A (site : solems.com), Journées 2002 de la section Electrotechnique du club EEA : « Energie portable », les actes sont téléchargeables à l'adresse :
<http://www.satie.ens-cachan.fr/jeea2002/JEEAindex.htm>

Sites constructeurs :
Pour l'onduleur TRACE : www.traceengineering.com
Pour l'éolienne et son régulateur : www.aerocraft.de
Pour le régulateur du générateur PV : www.steca.com
Pour le générateur PV : www.shell.com/solar
Pour le tracker : www.degerenergie.de

Fournisseur :
Quenea SARL, Carhaix, www.outilssolaires.com/pv/prinquenea.htm.

Contacts :
valerie.leger@ac-rennes.fr,
karine.pellion@ac-rennes.fr,
thierry.vignal@ac-rennes.fr,
bruno.lequilleuc@ac-rennes.fr,
mohamed.benmoussa@ac-rennes.fr,
yves.vincent@ac-rennes.fr

L'évolution de l'électronique de puissance en traction ferroviaire

Christian LECLERC

Ingénieur d'études honoraire à la Direction du matériel et de la traction de la SNCF

suite de la 3ème partie : L'ère des thyristors, leur emploi en traction à moteurs asynchrones

Alimentation des moteurs asynchrones par convertisseurs statiques

Nous avons vu précédemment que le moteur asynchrone, avantageux de par sa simplicité, son gain de masse et ses faibles besoins de maintenance, pouvait être utilisé en traction malgré sa caractéristique effort-vitesse défavorable. Mais on avait de grandes difficultés à s'accommoder de cette caractéristique avec les moyens électrotechniques traditionnels ; le moteur à collecteur à excitation série demeurait "imbattable" sur ce chapitre, surtout depuis que l'on a pu l'alimenter par un redresseur contrôlé ou un hacheur de courant.

C'est justement la pratique de la commutation forcée des thyristors, utilisée dans ces hacheurs, qui a ouvert la possibilité de réaliser des convertisseurs statiques [continu-triphasé], donc des onduleurs, susceptibles d'alimenter des moteurs asynchrones à fréquence et tension variables. L'alimentation de chacun des moteurs de traction d'un engin par un onduleur individuel, devait aussi résoudre les inconvénients d'une alimentation en parallèle (tels les 6 moteurs des CC 14000 dont les plus graves avaries étaient imputables à ce type d'alimentation).

Si jusqu'à présent, nous avons rencontré des moteurs asynchrones alimentés, tout naturellement, par une source de tension triphasée sinusoïdale, l'avènement des convertisseurs statiques a aussi ouvert la possibilité de les alimenter "en courant". En effet, un même schéma d'onduleur à 6 interrupteurs peut être alimenté soit par une source continue de tension, soit par une source de courant.

Dans ce dernier cas, dont le principe très simplifié est représenté à la *figure 213*, les interrupteurs sont de simples commutateurs qui délivrent successivement dans chacune des phases du moteur des créneaux de courant (dont la valeur peut être réglée par un hacheur) à la fréquence correspondant à la vitesse de rotation du moteur (au glissement près) ; ils créent ainsi le champ tournant inducteur nécessaire. Cette fréquence ne dépassant pas 200 Hz, les commutations forcées des thyristors ne nécessiteront pas l'emploi de thyristors rapides, ce qui était un grand avantage au début des années 1970. Comme il sera vu ultérieurement, le schéma complet de l'onduleur asynchrone de courant est très simple et, si les selfs statoriques du moteur sont assez faibles, les dispositifs de commutation peuvent se ramener à 3 condensateurs (sans aucun thyristor auxiliaire).

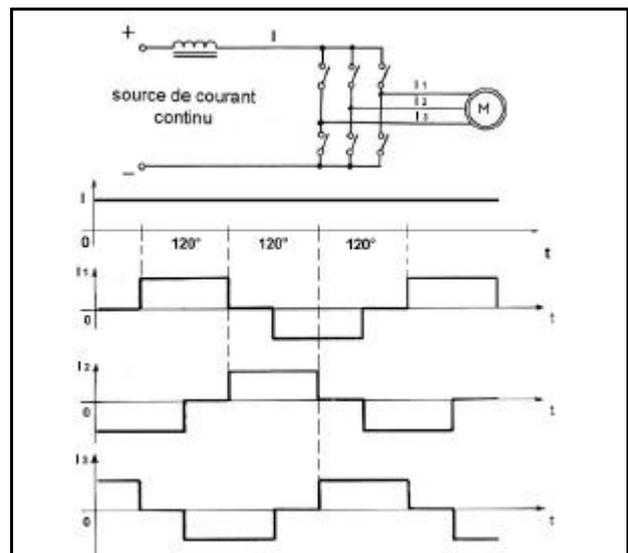


Figure 213 Principe de l'alimentation d'un moteur asynchrone par un onduleur de courant.

Le courant I , constant, est commuté dans les phases du moteur au moyen de 6 interrupteurs ; le champ tournant, ainsi créé, génère un couple qui comporte des composantes pulsatoires très gênantes aux basses fréquences utilisées aux démarrages. Il faudra attendre l'arrivée des circuits de commande à microprocesseurs pour que ce procédé se développe à la SNCF et à la RATP, mais pour des matériels de petite et moyenne puissance.

Des essais en plateforme, avec un moteur d'environ 100 kW, ont mis en évidence la présence de couples pulsatoires, de fréquences multiples de la fréquence fondamentale, susceptibles aux basses fréquences de démarrage, d'entrer en résonance avec les fréquences propres de la transmission. Seules des commutations supplémentaires (en début et en fin de chaque alternance) permettraient de réduire l'amplitude des harmoniques de premiers rangs qui génèrent ces composantes très gênantes du couple ; d'où une importante complication des équipements.

Ces raisons, ajoutées à la lourdeur de la self de lissage et à l'importance des condensateurs de commutation, ont cependant et malgré sa simplicité, écarté l'onduleur asynchrone de courant des expérimentations menées, vers 1972, à la SNCF.

Il faudra attendre 1985 et le développement des circuits de commande à microprocesseurs, pour voir réapparaître l'alimentation "en courant" d'un moteur asynchrone ; mais ce sera sur des matériels de petite et moyenne puissance (métros de la RATP et automotrices de banlieue à la SNCF).

Alimentation par un onduleur de tension

Le schéma de principe, très simplifié, d'un tel onduleur est représenté à la *figure 214*, il est dit "de tension" car alimenté par une source de tension continue U à très faible impédance interne, la forte valeur du condensateur du filtre d'entrée en est un élément primordial. Chacun des 6 interrupteurs est, en réalité, constitué par un hacheur à thyristors (dans les années 1970, on était très loin des GTO et encore plus des IGBT).

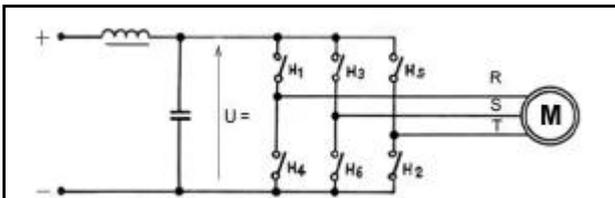


Figure 214 Principe de l'alimentation d'un moteur asynchrone par un onduleur de tension.

Il s'agit là d'un procédé qui, au moyen de 6 interrupteurs, reproduit l'alimentation traditionnelle de ce type de moteur ; on impose aux phases des créneaux successifs de tension (positive, puis négative) quels que soient les courants qu'elles absorbent.

Les interrupteurs ne peuvent être que statiques et doivent être de véritables hacheurs, avec possibilité de conduction inverse par des diodes connectées en anti-parallèle sur les thyristors (ou les composants plus récents, tels les GTO puis IGBT).

Les ouvertures et fermetures des 2 interrupteurs associables à chacune des 3 phases (H1 et H4, pour la phase R, par exemple) et qui constituent un "bras" de l'onduleur, permet l'application de créneaux (ou impulsions) de tension positive et négative aux bornes de cette phase ; on considérera un point milieu fictif sur la tension d'alimentation comme étant le potentiel 0 de référence. La succession de couples d'impulsions positive et négative, de durées respectives différentes, fait que l'on applique à la phase des segments jointifs de tension dont la valeur moyenne peut varier et s'inverser.

On peut ainsi, avec un découpage adéquat, générer une tension alternative périodique dont la composante fondamentale sera sinusoïdale. Il s'agit là du principe très connu dit de "modulation de largeur d'impulsions" (souvent désigné par son sigle "MLI", mais on utilise aussi le terme "sous-oscillation").

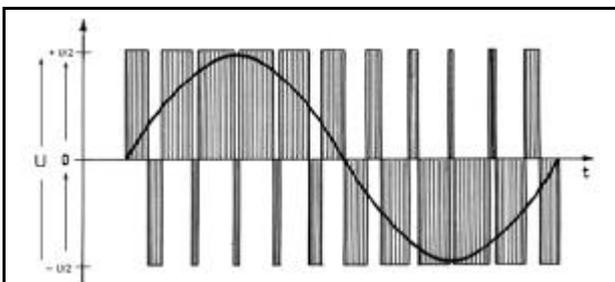


Figure 215 Obtention d'une tension alternative,

La composante fondamentale est sinusoïdale, par découpage d'une tension continue selon le procédé de modulation de largeur d'impulsions (dit "MLI").

La *figure 215*, ci-dessus, montre bien l'obtention d'une tension d'allure sinusoïdale à partir d'une tension continue "découpée" selon ce procédé.

L'objectif étant bien d'alimenter un moteur asynchrone sous une tension triphasée à fréquence continûment variable et avec possibilité d'en modifier l'amplitude, on y parvient selon les principes suivants :

- Variation de la fréquence :

On diminue, ou on augmente, la fréquence F de la sinusoïde résultante en conservant les rapports des durées respectives des impulsions positive et négative, constituant chacun des couples qui se succèdent, mais en augmentant, ou en diminuant, la durée totale de chaque couple.

- Variation de l'amplitude :

On agit sur l'amplitude en modifiant le rapport entre les durées respectives des impulsions positive et négative de chaque couple, sans modifier la durée totale de chacun (si l'on veut conserver la fréquence) ; une amplitude nulle étant, bien sûr, obtenue avec des impulsions positive et négative de même durée.

La combinaison de ces 2 modes de variation des durées des créneaux de tension permet d'obtenir la relation convenable entre la tension U et la fréquence F dont le rapport U/F détermine (comme déjà dit précédemment) la valeur du flux pour lequel le moteur a été défini.

- Obtention des ordres de commande des interrupteurs :

Si l'on veut obtenir aux bornes des phases du moteur des tensions d'allure sinusoïdale, de fréquence et d'amplitude convenables, les instants d'amorçage successifs des thyristors principaux constituant les interrupteurs de l'onduleur devront, bien sûr, se faire selon un ordre et une chronométrie bien déterminés.

Une méthode (surtout employée avant l'arrivée des commandes numériques actuelles) permettait de définir ces instants d'amorçage par les intersections entre une tension triangulaire, dite de "découpage", d'amplitude constante et une tension sinusoïdale dite de "référence" dont la fréquence et l'amplitude sont l'image de celles voulues pour l'alimentation du moteur (U, F) ; afin de simplifier la réalisation des circuits qui génèrent la tension de référence, celle-ci a été, en général, remplacée par une tension de forme trapézoïdale.

La fréquence de la tension de découpage sera un multiple "m" de F , appelé taux de modulation.

Il va sans dire que, sous peine de mettre éventuellement la source continue en court-circuit, tout ordre de mise en conduction d'un hacheur doit être précédé de l'ordre de blocage de son homologue du même bras (on parle alors de court-circuit "diamétral").

Les chronogrammes successifs de la *figure 216* représentent l'alimentation des 3 phases obtenue par le jeu des fermetures et ouvertures successives des 2 interrupteurs de chaque bras selon le procédé du découpage MLI avec un taux de modulation de 6.

Pour obtenir l'alimentation triphasée du moteur, les interrupteurs des 3 bras sont commandés selon le même cycle mais en décalant simplement de 120° , l'une par rapport à l'autre, les tensions sinusoïdales (ou trapézoïdales) de référence propres à chaque bras ; l'inversion du sens de rotation du moteur est d'ailleurs

obtenue par la simple permutation de 2 de ces tensions de référence.

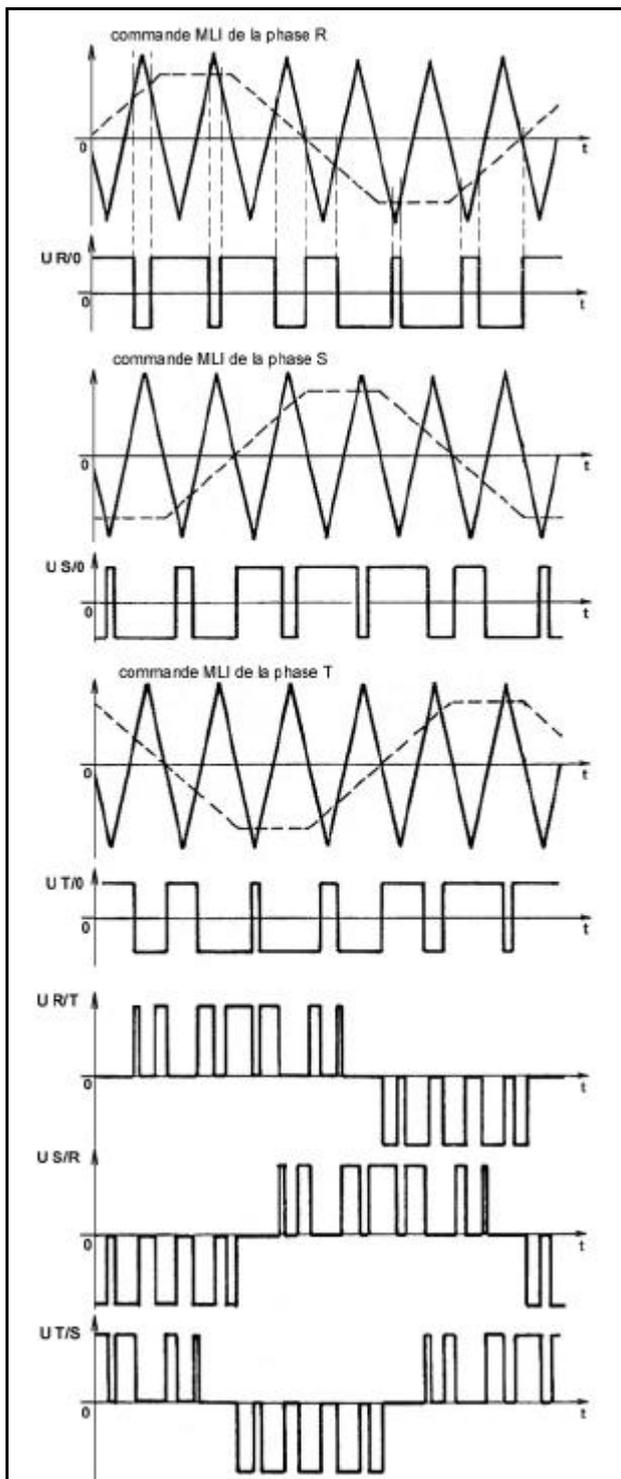


Figure 216 Elaboration des ondes MLI

Principe de détermination des instants d'amorçage ou de blocage des thyristors interrupteurs des 3 phases (R, S et T) d'un onduleur de tension, selon le procédé MLI avec des tensions de référence de forme trapézoïdale ; le taux de modulation utilisé est "m6". On a représenté les tensions appliquées isolément à chacune des phases ainsi que les tensions entre ces phases, prises 2 à 2 ; pour les tensions de phase, le potentiel 0 de référence est le point milieu fictif de la tension continue d'alimentation.

Quant aux courants absorbés par les phases du moteur, les réactances des bobinages statoriques du

moteur font qu'ils ne sont pas, bien entendu, le reflet des créneaux de tension appliqués mais sont constitués d'une succession de segments, croissant et décroissant à peu près linéairement, qui se superposent à une onde fondamentale de forme sinusoidale. A tension U et caractéristiques du moteur égales, l'amplitude des fluctuations, directement liée à la durée des créneaux de tension, est évidemment d'autant plus réduite que la fréquence de découpage de la tension est élevée.

Lorsque F est faible, la limitation des valeurs crêtes susceptibles d'être atteintes par le courant impose une fréquence de découpage assez élevée ; le taux de modulation est donc maximal. Dans la plage des F basses, nécessaires au démarrage, on doit donc fonctionner à une fréquence de découpage fixe assez élevée ; le grand nombre de découps pratiqués pendant une alternance de l'onde fondamentale fait qu'il n'est pas indispensable que ce nombre soit un multiple entier de la fréquence fondamentale. La figure 217 montre l'allure (idéalisée) du courant dans une phase pour un taux de modulation assez important.

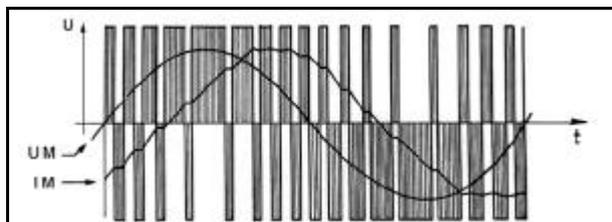


Figure 217 Tension instantanée U (+ ou - U/2), composante fondamentale sinusoidale, UM, de cette tension et allure du courant instantané IM (proche d'une sinusoïde), pour une phase du moteur ; on a mis en évidence le déphasage tension / courant (cos δ du moteur).

Par contre, aux F importantes, on ne peut conserver un m élevé car cela conduirait à une fréquence de découpage incompatible avec les possibilités des hacheurs interrupteurs dont on doit limiter les pertes de commutation (l'emploi de thyristors rapides a donc été de rigueur tant que l'on n'a pas disposé d'autres composants).

C'est ainsi qu'à partir d'une certaine vitesse du moteur, les fréquences statoriques et de découpage ont la même valeur, m passe alors à 1 (on dit que l'on fonctionne en "pleine onde") et la tension appliquée entre 2 phases peut être représentée par un chronogramme de même forme que ceux de la figure 213 précédente (lequel concernait un onduleur de courant, ce qui n'est pas le cas ici).

L'évolution de m en fonction de F, donc de la vitesse, est représentée à la figure 218.

Si l'on cherche à réduire l'amplitude des variations des courants statoriques autour de leur valeur moyenne sinusoidale, c'est pour ne pas avoir besoin de trop augmenter les circuits d'extinction des thyristors hacheurs, d'une part, mais aussi pour réduire le niveau des composantes harmoniques, génératrices de pertes supplémentaires par hystérésis, introduites dans le moteur. Les onduleurs de tension à thyristors ne permettant pas une fréquence maximale de découpage

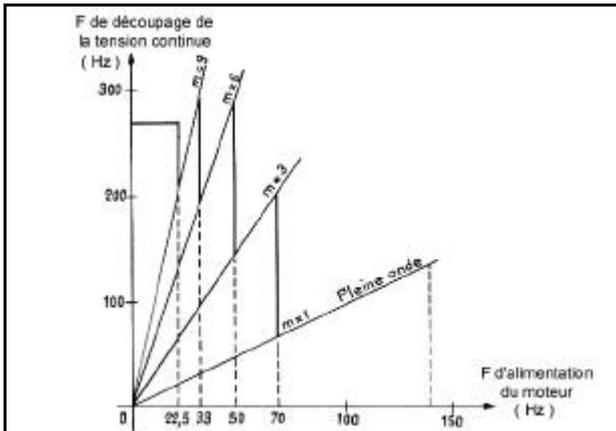


Figure 218 Diagramme représentatif de l'évolution du taux de modulation m en fonction de la fréquence d'alimentation du moteur.

Aux faibles fréquences, le découpage se fait à une fréquence fixe, proche de la fréquence maximale permise par les hacheurs à thyristors qui constituent les interrupteurs de l'onduleur. Les valeurs indiquées sur ce diagramme, correspondent à celles utilisées sur le premier onduleur expérimental de 600 kVA de la SNCF (Z 4212 - CC 14003 de 1975) pour sa tension continue d'alimentation nominale de 1000 V.

suffisante, les premiers matériels à onduleurs de tension à thyristors ont souvent nécessité l'installation de selfs statoriques additionnelles (lourdes et encombrantes), extérieures aux moteurs ; d'où des chutes de tension et pertes supplémentaires.

Les matériels expérimentaux à onduleurs de tension

C'est au tout début des années 1970, que les constructeurs, en collaboration, bien sûr, avec les réseaux utilisateurs, réalisent des matériels expérimentaux à moteurs asynchrones et onduleurs de tension ; les thyristors rendent possible la réalisation des convertisseurs d'alimentation à fréquence et tension variables qui vont enfin permettre de s'accommoder de la caractéristique effort-vitesse, fort peu adaptée à la traction, de ces moteurs si avantageux par ailleurs.

1971 - 1972 : les locomotives allemande et suisse

Comme pour les matériels asynchrones, de première génération pourrait-on dire, à alimentation par 2 lignes de contact et à équipements électromécaniques complexes, ce sont les constructeurs suisses et allemands, tout particulièrement la société Brown-Boveri (BBC), qui vont réaliser les premiers matériels expérimentaux à onduleurs de tension à thyristors.

C'est ainsi que les Chemins de Fer Allemands (DB) essaieront, en 1971, un équipement BBC sur une locomotive diesel-électrique Henschel DE 2500.

Puis, en 1972, les Chemins de Fer Fédéraux Suisses (CFF) ont transformé l'un de leurs fourgons automoteurs à moteurs directs (16 Hz). Cet engin, de 1000 kW et 64 t, devenu la locomotive expérimentale Be 4/4 12001 (représentée à la figure 219), avait reçu un équipement à onduleurs de tension à thyristors fourni par la société BBC de Baden qui en avait entrepris l'étude dès 1963. Sa vitesse maximale de 75 km/h était obtenue pour une fréquence de 80 Hz.



Figure 219 Locomotive expérimentale Be 4/4 12001 des Chemins de Fer Fédéraux suisses (CFF) à 4 moteurs asynchrones et onduleurs de tension à thyristors.

Cet engin de 64 t, dont les essais ont débuté en 1962, était alimenté sous 15 kV - 16 Hz ; il avait une puissance de 1000 kW et sa vitesse maximale était de 75 km/h (pour 80 Hz).

(photographie extraite de la Revue BBC 12-73)

D'après les informations publiées dans la Revue BBC 12-73, le fonctionnement en découpage MLI était pratiqué jusqu'à 40 km/h à la fréquence maximale de 500 Hz ; au-delà, le découpage se faisait à une fréquence triple de la fréquence fondamentale.

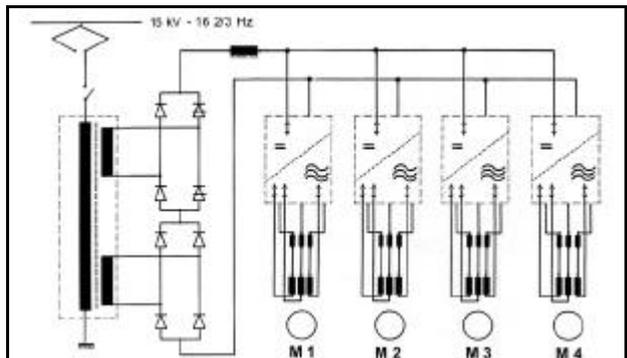


Figure 220 Schéma de principe simplifié de la locomotive expérimentale suisse Be 4/4 12001 de 1000 kW.

L'équipement électrique a été fourni par la société BBC ; les onduleurs étaient alimentés sous 500 V régulés par un montage redresseur à 2 ponts (dont un seul était semi-commandé) ; les condensateurs de filtrage d'entrée sont répartis et incorporés dans chacun des onduleurs.

(adaptation du schéma figurant dans la Revue BBC 12-73)

Le schéma de la figure 220, montre la configuration adoptée ; on remarquera les selfs additionnelles mises en série avec chacune des phases des moteurs, elles sont dites "selfs de lissage du courant triphasé". Par ailleurs, les 2 connexions de chacun des bobinages statoriques (avec sa self série) sortaient de l'onduleur ; cette disposition, très particulière, semblait avoir été prévue pour permettre des essais d'onduleurs dits à double pulsation. Le procédé, dont il est fait mention dans un document suisse et qui avait pour but de réduire les composantes harmoniques, utilisait un onduleur monophasé (en "H") propre à chaque phase et un couplage magnétique étroit entre les 3 selfs additionnelles. Ses essais ont-ils été effectivement réalisés par BBC sur la Be 4/4 12001 ?

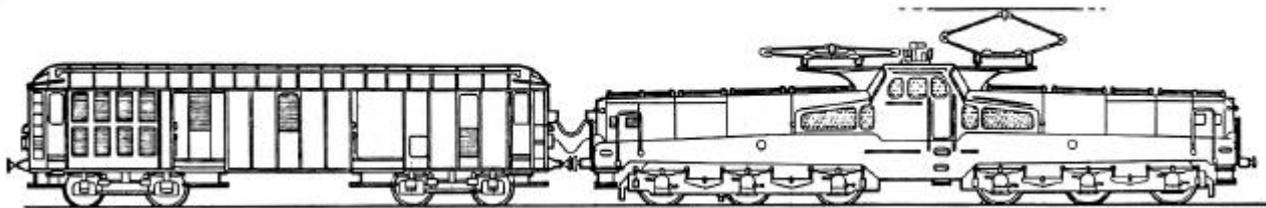


Figure 221 Diagramme du couplage expérimental Z 4212 - CC 14003 de la SNCF.

Un onduleur de tension à thyristors de 600 kVA, embarqué à bord du fourgon Z 4212, alimentait l'un des 6 moteurs asynchrones de la CC 14003 (les 5 autres moteurs pouvaient être remis en service en cas de besoin). La conduite pouvait se faire indifféremment depuis la cabine du fourgon opposée à la locomotive ou depuis la cabine centrale de cette dernière ; un petit pupitre de commande de l'onduleur avait été installé dans chaque engin.

(document d'origine SNCF - Département de la Construction, Direction du Matériel)

1975 : le couplage Z 4212 - CC 14003 de la SNCF

Désireuse d'évaluer par elle-même les problèmes posés par un onduleur de tension à thyristors alimentant un moteur de traction asynchrone et de mesurer l'influence du découpage MLI à fréquence variable sur le courant absorbé à la ligne, la SNCF a commandé, en 1972, à la société MTE, un équipement expérimental de 600 kVA susceptible d'alimenter l'un des moteurs de traction asynchrones qui équipaient les locomotives CC 14000, encore en service à l'époque.

Un convertisseur réalisé par JEUMONT-SCHNEIDER dans son usine de Champagne/Seine, a ainsi été livré à la SNCF en 1974 et a fait l'objet d'essais de débit sur un moteur de CC 14000 au laboratoire électrotechnique de la Direction du Matériel de Vitry/Seine, d'avril 1974 à juin 1975.

Puis, c'est un peu à l'image de l'association expérimentale CC 20002 - BB 9252 de 1971 (voir *La Revue 3EI* n°32, p.84), destinée à l'expérimentation des hacheurs de traction de forte puissance, que les ateliers du Matériel SNCF d'Hellemmes ont, d'après une étude d'installation faite par le constructeur de l'onduleur, réalisé un couplage indissociable entre la CC 14003 et le fourgon automoteur Z 4212 (ancien engin 1500 V, d'origine PO-Midi, dont la série était en voie de radiation).



Figure 222 Vue du couplage expérimental Z 4212 - CC 14003 de la SNCF.

Le fourgon Z 4212 était un véhicule porteur dans lequel avaient été installés tous les éléments de la chaîne de traction asynchrone ainsi qu'une petite salle de mesures.

(photographie SNCF - Ateliers du Matériel d'Hellemmes)

Les essais de cet engin "composite", dont le diagramme d'ensemble et la photographie sont représentés aux figures 221 et 222, ont débuté fin

1975. Comme déjà dit plus haut, l'onduleur de 600 kVA était prévu pour n'alimenter qu'un seul des 6 moteurs de la locomotive ; il suffisait donc de le désolidariser électriquement des 5 autres et de le connecter en sortie de l'onduleur qui était installé dans le fourgon Z 4212. Ainsi que le montre le schéma d'installation de la figure 223, la CC 14003 conservait la possibilité d'être remise en service (mais avec 4 moteurs) en cas de dysfonctionnement de l'équipement asynchrone expérimental ; elle fournissait au fourgon, la tension alternative monophasée de 1100 Veff, nécessaire au redresseur contrôlé d'alimentation de l'onduleur et la tension de 380 Veff triphasée (délivrée par le convertisseur tournant auxiliaire, du type "Arno") nécessaire aux divers moto-ventilateurs et chargeur de batterie de l'équipement asynchrone.

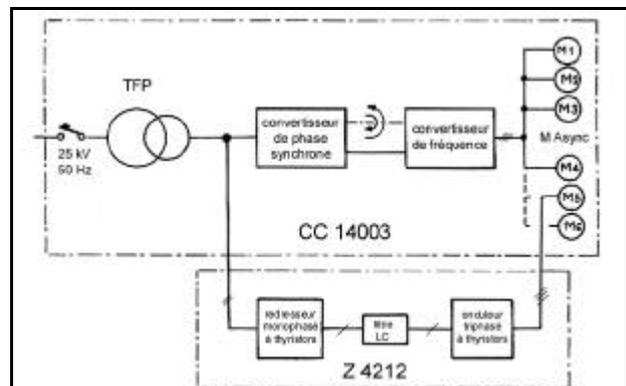


Figure 223 Principe général de l'expérimentation asynchrone de 600 kVA, réalisée en 1975 par la SNCF et la société JEUMONT-SCHNEIDER (usine de Champagne / Seine) qui avait réalisé le convertisseur à thyristors.

Sur le fourgon Z 4212, qui n'était donc qu'un véhicule porteur (la plupart des équipements électriques de traction avaient été déposés, seul le rhéostat avait été réutilisé comme résistance de freinage), se trouvaient les principaux éléments suivants, tels que représentés à la figure 224 :

- un redresseur monophasé entièrement contrôlé, qui, simple indication anecdotique, n'était autre que l'ancien redresseur à 2 ponts complets SW (connectés en // et totalisant 192 thyristors) qui, en 1964, avait été installé sur la BB 20006 afin d'expérimenter le freinage par récupération (voir *La Revue 3EI* n°29, page 68). Il délivrait une tension nominale de 1000 V= régulée.

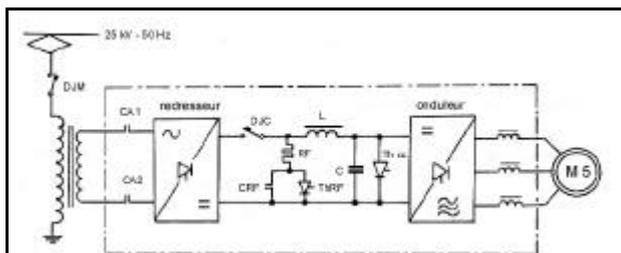


Figure 224 Ensemble des équipements de la chaîne de traction, installés dans le fourgon Z 4212 et qui alimentaient l'un des 6 moteurs asynchrones de la CC 14003.

- un disjoncteur continu rapide DJC (de type HRKS) destiné à la protection de l'onduleur.
- une résistance de freinage RF de 3,4 (constituée du rhéostat d'origine qui équipait le fourgon), le thyristor ThRF, branché en parallèle sur le contacteur CRF, était destiné à accélérer la mise en service du freinage mais il était également amorcé en cas de détection d'une tension continue trop élevée.
- un filtre LC, d'entrée de l'onduleur (avec : $L = 8,5 \text{ mH}$ et $C = 20 \text{ mF}$).
- un thyristor Th cc (5 cellules en //) monté en série avec une résistance de 20 m, constituait un court-circuiteur chargé de décharger instantanément les condensateurs du filtre en cas de défaut interne à l'onduleur ; afin de partager le courant de décharge, on commandait tous les thyristors onduleurs en simultanéité avec Th cc.
- enfin, l'onduleur de tension de 600 kVA qui alimentait en triphasé le moteur M5 (position centrale dans le bogie plus favorable à l'adhérence) à une fréquence pouvant varier de 0,7 à 140 Hz et sous une tension de 0 à 780 Veff ; on remarquera les 3 selfs de 400 à H chacune, ajoutées en série avec les phases du moteur (leur rôle a été explicité plus haut).

L'onduleur de 600 kVA :

Fonctionnement

Le schéma d'ensemble simplifié du convertisseur, ainsi que celui un peu plus détaillé de sa phase R, sont représentés à la figure 225.

Si, par exemple, on considère la phase R, les thyristors Th1 et Th4 sont les thyristors principaux, les diodes D1 et D4 (qui leur sont connectées en anti-parallèle) sont utilisées par le courant de phase, lorsqu'il doit circuler dans le sens inverse à celui du courant direct du thyristor principal associé (elles ont alors un rôle de "roue libre", ou de décharge en renvoyant à la source une partie de l'énergie réactive emmagasinée dans les réactances du moteur) ; c'est le cas pour D4 lorsque Th1 est bloqué (la phase est alors connectée au 0 réel de la source) et inversement pour D1 et Th4 (phase connectée au + 500 V). Cette répartition de la conduction entre les thyristors et les diodes est indiquée, pour la phase R, à la figure 226. Les diodes sont aussi utilisées par le courant d'inversion de la charge des condensateurs de commutation C1 ou C4, à chaque commande d'extinction ou d'amorçage de l'un des 2 thyristors principaux.

Quant aux thyristors Th'1 et Th'4, ce sont les thyristors auxiliaires d'inversion de la charge des condensateurs de commutation, mais aussi d'extinction des thyristors principaux. Les selfs L1 et L4 équilibrent les courants dans les bras mis en parallèle (voir un peu plus loin, le schéma détaillé de la phase), tandis que L' est utilisée dans les oscillations d'inversion de charge des condensateurs C1 et C4.

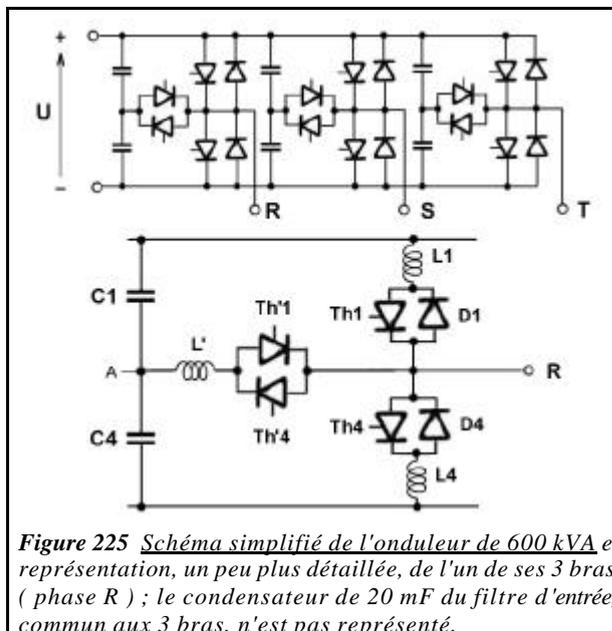


Figure 225 Schéma simplifié de l'onduleur de 600 kVA et représentation, un peu plus détaillée, de l'un de ses 3 bras (phase R) ; le condensateur de 20 mF du filtre d'entrée, commun aux 3 bras, n'est pas représenté.

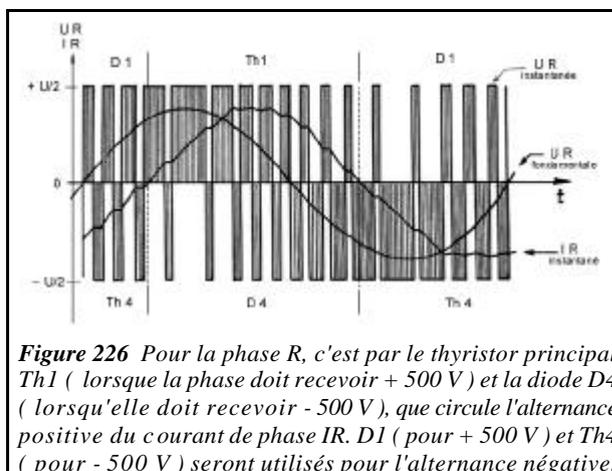


Figure 226 Pour la phase R, c'est par le thyristor principal Th1 (lorsque la phase doit recevoir + 500 V) et la diode D4 (lorsqu'elle doit recevoir - 500 V), que circule l'alternance positive du courant de phase IR. D1 (pour + 500 V) et Th4 (pour - 500 V) seront utilisés pour l'alternance négative.

Le fonctionnement de la phase R est très bien décomposé selon les chronogrammes de la figure 227.

Ils s'appliquent à un cas où le courant de phase IR, négatif lors de l'amorçage de Th1, ne circule par le thyristor principal qu'à partir de son inversion ; c'est la conduction de la diode D1 qui assurait la connexion de la phase R au + 500 V avant que Th1 prenne le relais ; cela met en évidence la nécessité de la commande continue de la gâchette des thyristors principaux pendant tout le temps où l'on souhaite connecter la phase aux + ou - 500 V, afin que la conduction puisse s'établir dès IR est dans le sens passant du thyristor.

Les arches de forme semi-sinusoïdales (d'amplitudes diverses) que l'on observe sur les courants, sont les demi-oscillations entre les condensateurs de commutation C1 ou C4 et la self L'.

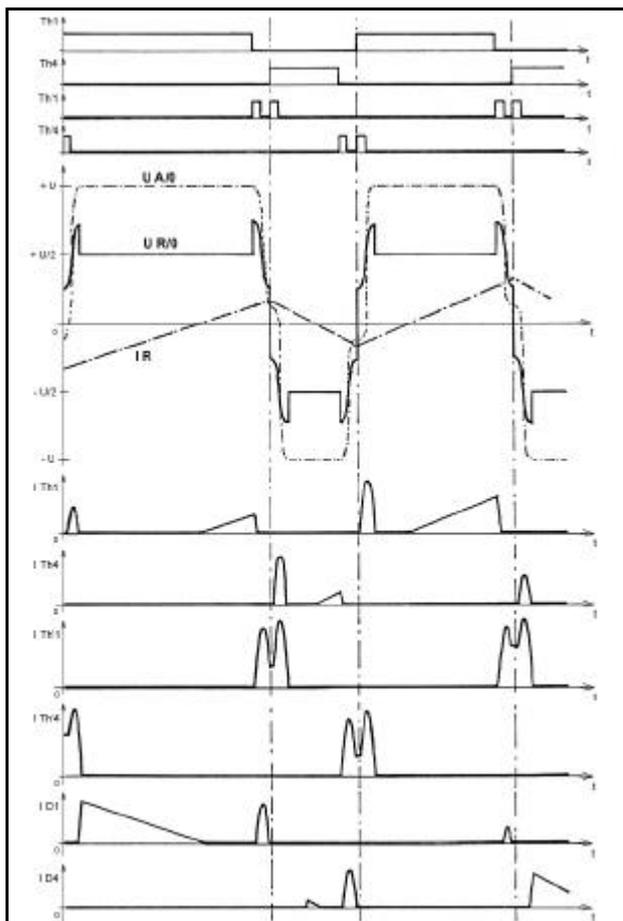


Figure 227 Chronogrammes du fonctionnement de la phase R de l'onduleur expérimental de 600 kVA du fourgon Z4212. Les 4 chronogrammes supérieurs représentent les ordres de commande des divers thyristors. (adaptation d'un document d'origine JEUMONT - SCHNEIDER, usine de Champagne / Seine)

Elles sont déclenchées par les amorçages des thyristors auxiliaires Th'1 (ou Th'4) lors des commandes d'extinction de Th1 (ou Th4), ainsi que lors des inversions de la tension de charge de C1 (ou C4) commandées simultanément avec l'amorçage des thyristors Th1 (ou Th4).

Les condensateurs C1 et C4 ne travaillent pas indépendamment l'un de l'autre puisque la somme de leurs tensions respectives leur est imposée par la source U. C'est aussi par eux que transitera le courant de phase IR durant les brefs "temps morts" qui séparent nécessairement la fin de la demi-oscillation d'extinction d'un thyristor principal du début de la mise en conduction effective de son homologue du même bras. Le potentiel (par rapport au 0 virtuel) du point A, commun à C1 et C4, évolue dans de grandes proportions (de l'ordre de $\pm U$) puisque C1 et C4 ont des polarités de charge le plus souvent opposées de par la nécessité de pouvoir assurer l'extinction du thyristor principal associé dès que la commande MLI en donnera l'ordre.

Réalisation de l'onduleur

Le schéma de détail de l'une des 3 phases (sauf les circuits de protection RC individuels et les résistances

d'équilibrage en tension des cellules, qui ne sont pas représentés) apparaît à la figure 228.

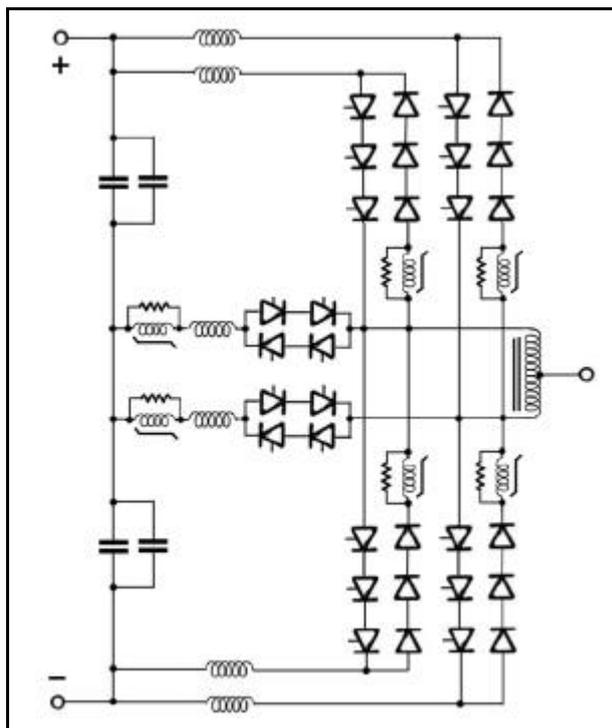


Figure 228 Schéma de détail d'une phase de l'onduleur de tension de 600 kVA JEUMONT-SCHNEIDER.

Sous la tension continue d'alimentation de 1000 V, cette phase pouvait débiter un courant nominal de 375 Aeff et un courant maximal de 550 Aeff. La fréquence maximale de découpage était de 300 Hz (limite pouvant être utilisée en "m3") alors qu'en fonctionnement en découpage à fréquence fixe, pour les fréquences de sortie inférieures à 33 Hz, on utilisait 275 Hz.

La photographie de la figure 229 montre l'ensemble du bloc onduleur et fait apparaître le grand nombre de cellules à boîtiers vissés classiques.

On y remarque que la phase est constituée par 2 bras identiques connectés en parallèle. Les files des thyristors principaux (et leurs diodes en opposition) ont des selfs d'équilibrage des courants montées en série ; l'équilibrage en courant est aussi assuré par la self de sortie à point milieu (le circuit magnétique assure un couplage étroit entre les 2 enroulements) qui relie les sorties de chacun des bras en une sortie de phase commune. Par ailleurs, les files de diodes ainsi que les thyristors auxiliaires ont des selfs saturables de limitation en di/dt (chacune a une résistance de démagnétisation, ou d'amortissement, connectée en parallèle).

Cette répartition des courants sur 2 bras et le soin apporté pour leur équilibrage, ainsi que la mise en série de 3 cellules (2 pour les thyristors auxiliaires) et cela pour une puissance relativement modeste, sont dues à l'emploi obligatoire de composants rapides moins bien calibrés en tension et courant que leur version standard de base ; la nécessité d'une fréquence de découpage assez élevée exigeait ce type de composants. Ils étaient, à l'époque, les seuls dont on disposait pour réaliser des onduleurs de tension en traction à moteurs asynchrones.

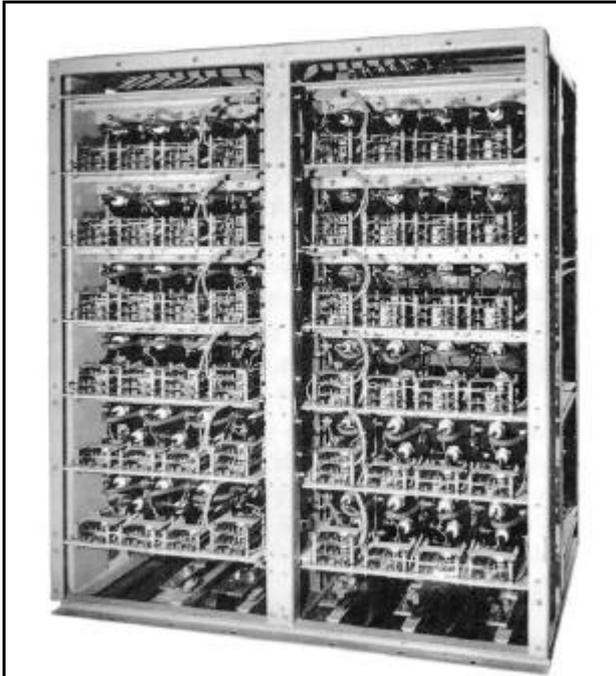


Figure 229 Vue du bloc onduleur asynchrone de 600 kVA du fourgon Z 4212.

Il regroupe 60 thyristors et 36 diodes en boîtiers vissés, avec leurs divers éléments individuels annexes. Les semi-conducteurs doivent être de technologie "rapide" afin de pouvoir fonctionner en commutation forcée à la fréquence maximale d'environ 300 Hz (pour une tension d'alimentation de 1000 V=).

(photographie issue d'un extrait de la RGCF d'octobre 1977)

Contrôle-commande

Il ne s'agit pas, bien sûr, de décrire dans le détail les circuits de commande et de régulation de l'onduleur, mais nous allons voir, succinctement, quels ont été les principes utilisés.

Précédemment, a été évoqué l'inconvénient majeur qu'il y a, tout particulièrement en traction, à commander directement en fréquence l'alimentation d'un moteur asynchrone ; le grand écart de couple provoqué par une petite variation de la fréquence en étant la raison. En conséquence, la seule manière praticable en traction est bien d'assurer un contrôle du couple. Sur les CC 14000 à convertisseur de fréquence tournant, le dispositif d'excitation des machines intermédiaires à courant continu (GC et MC), permettait le réglage du couple des moteurs de traction, aussi bien en traction qu'en freinage, par le biais du courant échangé entre ces machines ; voir *La Revue 3EI* n°38, page 72.

Il est bien évident qu'un équipement à convertisseur statique, tel qu'un onduleur MLI, doit permettre de faire au moins la même chose et ce, grâce à la facilité, donnée par le procédé MLI, de faire varier de manière continue la fréquence et la tension.

Nous avons vu que le couple d'un moteur asynchrone est proportionnel au carré du flux magnétisant, donc au carré du rapport U/F, mais seulement pour un glissement donné. Une autre relation de proportionnalité lie le couple au carré des courants statoriques absorbés par le moteur (également

pour un glissement donné). Lors de l'étude de l'onduleur de 600 kVA, le constructeur a, d'après les caractéristiques connues du moteur des CC 14000, déterminé la relation approximative donnant le couple en fonction des courants statoriques et du rapport U/F :

$$C = 1,17 \cdot I \cdot U / F$$

Cette relation s'appliquait, quelle que soit la vitesse, pour des glissements compris entre 2,17 et 2,8 Hz (qui correspondaient respectivement aux régimes continu et unihoraire du moteur). Le principe très simplifié des circuits de contrôle est représenté à la *figure 230*.

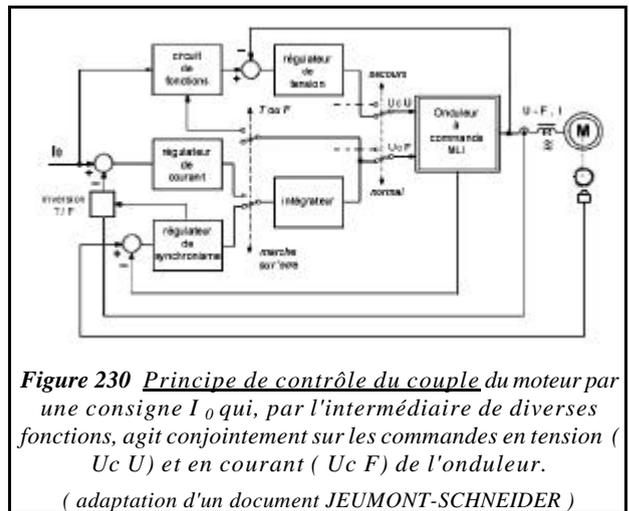


Figure 230 Principe de contrôle du couple du moteur par une consigne I_0 qui, par l'intermédiaire de diverses fonctions, agit conjointement sur les commandes en tension ($U_c U$) et en courant ($U_c F$) de l'onduleur.

(adaptation d'un document JEUMONT-SCHNEIDER)

Le contrôle du couple se faisait au moyen d'une consigne " I_0 " donnée à un régulateur des courants statoriques " I " et, conjointement, à un dispositif (dit "circuit de fonctions") chargé d'élaborer la commande des tensions " U " de sortie de l'onduleur (par l'intermédiaire du régulateur de tension) en fonction la fréquence mais selon un rapport U/F tributaire de plusieurs facteurs.

En effet, pour des courants I déterminés, la tension qui se retrouve aux bornes des réactances magnétisantes (ou selfs de fuite) du moteur, qui génèrent le flux (déterminé par le rapport U/F), n'est pas tout à fait la tension U , appliquée au moteur, car il faut lui retrancher la chute dans les résistances internes ; cela est amplifié aux basses fréquences (le rapport $L\omega/R$ diminue) et il y a donc lieu d'augmenter légèrement le rapport U/F pour les fréquences basses. Cette correction, proportionnelle à la consigne I_0 , apportait au maximum 25 Veff en sortie de l'onduleur, aux très basses fréquences de démarrage (à partir de 0,7 Hz, fréquence minimale, à laquelle on avait donc une valeur de U/F de l'ordre de 35 Veff / Hz), vers 25 Hz, on retrouvait les valeurs de U/F sans correction, lesquelles étaient fixées par I_0 entre 3 Veff / Hz (valeur minimale nécessaire pour obtenir un couple de décrochage toujours suffisant) et 10 Veff / Hz, valeur maximale atteinte lorsque la consigne I_0 correspondait aux courants de régime continu du moteur de 330 Aeff.

On élaborait ainsi une tension de commande des tensions de sortie de l'onduleur $U_c U$ évoluant entre 0 et 10 V. Ce qui donnait une variation entre 0 et 700 Veff entre phases en sortie (tension maximale obtenue par le taux de modulation "m3") ; ce maximum

correspondait à 70 Hz, si la valeur de la consigne de couple I_0 était suffisante pour "demander" un U/F de 10 Veff / Hz. Lorsque la commande en fréquence passait au-delà de 70 Hz (30 km/h environ), alors que $U_c U$ était à son maximum de 10 V (donc avec un U/F de 10 Veff / Hz), la commande MLI passait en découpage "pleine onde" ; la tension de sortie n'était alors plus contrôlée par $U_c U$ mais atteignait d'emblée 780 Veff (pour 1000 V= d'alimentation). Pour des couples plus faibles, donc des valeurs de U/F inférieures à 10 Veff / Hz, on pouvait très bien rester en indice de modulation "m3" au-delà de 70 Hz ; cependant, en-dessous de 8 Veff / Hz, une fonction annexe provoquait, à partir de 80 Hz, l'accélération de la montée de $U_c U$ vers son maximum de 10 V afin de passer en "pleine onde" (m=1) avant d'atteindre 100 Hz et ce, dans le but de ne pas fonctionner à la fréquence de découpage maximale de l'onduleur, fixée à 300 Hz.

Quant à l'asservissement des courants statoriques I proprement dit et qui étaient la deuxième composante qui entrait dans la détermination du couple "demandé" par la consigne I_0 (l'autre étant le rapport U/F), il était assuré par un régulateur sans fonction annexe de correction. Il élaborait une tension de commande de la fréquence $U_c F$ (variant de 0 à 10 V, pour F de 0,7 à 140 Hz) qui agissait d'emblée sur le glissement du moteur et, par voie de conséquence, sur l'amplitude des courants I . Concernant ceux-ci, leur boucle de régulation recevait directement la consigne I_0 qui évoluait entre - 11 et + 11 V, selon le sens du couple "demandé" ; ces limites correspondaient à des courants statoriques I compris entre 0 et 550 Aeff.

Le diagramme de la *figure 231* résume l'ensemble de ces dispositions fonctionnelles.

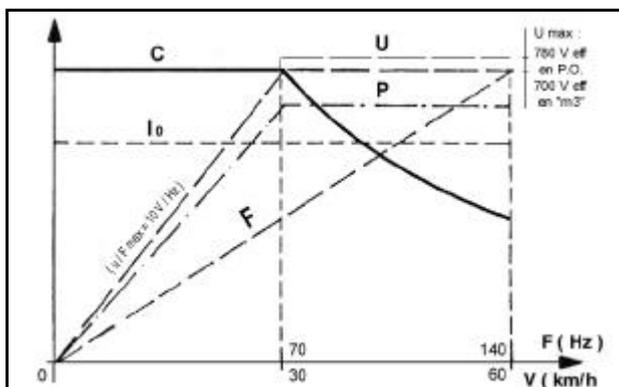


Figure 231 Représentation de l'évolution du couple (C), des tensions de sortie de l'onduleur (U), de la fréquence (F) et de la puissance (P) en fonction de la vitesse de la locomotive. Dans ce cas, la consigne d'effort I_0 correspond aux courants statoriques du régime continu du moteur, soit 330 Aeff.

On remarquera le fonctionnement à puissance constante au-delà de 30 km/h ; la tension maximale étant atteinte et la fréquence continuant à augmenter, le moteur fonctionne à flux décroissant (ce qui est l'équivalent du "shuntage" des inducteurs du moteur à courant continu).

Le démarrage pouvait se faire avec des courants I maximaux de 550 Aeff mais ils étaient ramenés

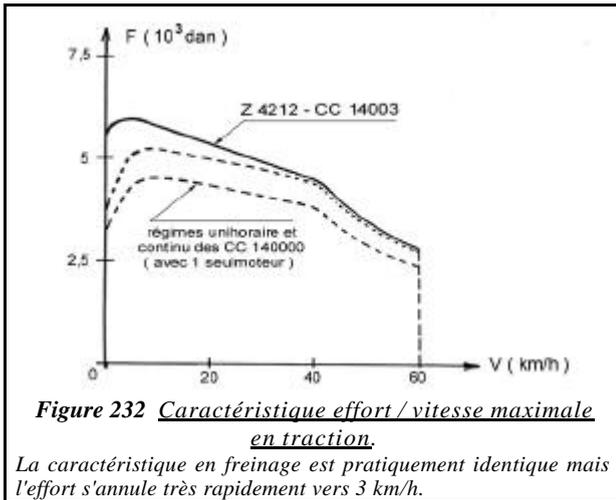
linéairement à 375 Aeff (régime unihoraire du moteur et nominal de l'onduleur) entre 0 et 30 km/h. De même, la conservation du pouvoir de commutation de l'onduleur (lié directement aux tensions de charge des condensateurs de commutation) ne permettait les courants maximaux de 550 Aeff qu'à la tension d'alimentation de 1000 V= ; au dessous, les courants étaient "rabattus" progressivement jusqu'à 250 Aeff pour 500 V=.

Par ailleurs, on voulait utiliser le même dispositif de contrôle du couple aussi bien en freinage qu'en traction. Si en traction, où l'on fonctionne en hypo-synchronisme, une augmentation des courants est obtenue par une diminution de la fréquence (pour une vitesse du rotor donnée), on doit, pour obtenir le même effet en freinage (donc en hyper-synchronisme) augmenter cette fréquence. Comme la distinction entre ces 2 modes de fonctionnement du moteur asynchrone ne pouvait être obtenue par les courants statoriques alternatifs, on y parvenait tout naturellement par le signe du glissement (donc du couple). Pour ce faire, on commandait un simple inverseur de polarité de la tension de mesure des courants (tension de retour du régulateur) par le comparateur d'entrée d'un dispositif dit "régulateur de synchronisme", nécessaire par ailleurs.

En effet, en cas d'arrêt de l'onduleur (suite, par exemple, à un dysfonctionnement électrique, un défaut de captage, ou tout simplement, à une disparition de la tension caténaire), ou de coupure volontaire de la traction, il était nécessaire de ramener immédiatement à 0 les tensions de commande $U_c U$ et $U_c F$, ainsi que la consigne I_0 . Afin d'éviter des surintensités statoriques transitoires lors de la reprise de la traction (ou du freinage), toute reprise du couple devait donc être précédée de l'asservissement de F à la vitesse du rotor (glissement nul). C'était la fonction du régulateur de synchronisme qui entrait en fonction automatiquement en "marche sur l'erre" ; il délivrait alors la tension $U_c F$ convenable et c'était seulement lorsque l'écart, entre F et la fréquence correspondant à la vitesse rotorique, était < 1 Hz, que l'on libérait I_0 .

Pour ce qui concerne la façon dont était élaborée la consigne I_0 (devant varier de 0 à ± 11 V), on trouvait, en amont du dispositif représenté à la *figure 230*, un circuit qui prenait en compte la plus petite de 2 informations :

- une consigne de couple provenant directement du manipulateur d'affiche d'effort "I" de l'un des pupitres de conduite ; elle ne pouvait être que positive ;
- une tension fournie par un régulateur de vitesse qui recevait sa consigne du manipulateur d'affiche de vitesse "V" ; il délivrait un signal dont la valeur était fonction de l'importance de l'écart mesuré de vitesse et le signe celui du sens de cet écart, lequel pouvait être pris sans ou avec inversion selon la position "T" ou "F" (traction / freinage), d'une commande manuelle adjointe au manipulateur "V". En absence d'une consigne "I", c'était la consigne "V" qui était seule influente ; inversement c'était le manipulateur "I" qui contrôlait seul la machine ; dans les 2 cas, il était nécessaire de se positionner sur "T" ou "F".



Par ailleurs, la consigne I_0 était "rabattue", quel que soit son signe, par des fonctions particulières déjà citées, telles que : la réduction linéaire des courants maximaux entre 0 et 30 km/h (si $|I_0| > 7,5$ V) et la réduction linéaire de ces mêmes courants en cas de tension d'alimentation < 1000 V=. Il faut y ajouter : la réduction des courants I , selon une loi spécifique, en cas de tension aux bornes de RF > 1050 V, donc en freinage exclusivement et la réduction "pondérée" des courants I en cas de détection de patinage ou d'enrayage par les circuits spécifiques.

En freinage, c'était le moteur, fonctionnant en génératrice asynchrone, qui alimentait l'ensemble condensateur de filtrage (20 mF) et résistance RF (3,4 Ω) en parallèle. Le redresseur n'étant pas réversible, il s'agissait d'un freinage électrique sur résistance et non par récupération.

L'onduleur devait, bien sûr, continuer à fonctionner normalement afin de générer le flux inducteur et d'assurer le contrôle du glissement par lequel on agissait sur les courants I ; on ne pouvait donc agir sur la tension aux bornes de RF (qui ne devait pas dépasser la tension maximum d'alimentation de l'onduleur, soit 1050 V=) que par la commande en fréquence de l'onduleur. A l'amorçage du freinage, le redresseur n'était bloqué, par son propre régulateur de tension, que lorsque la tension aux bornes de RF était supérieure à 1000 V=. Lorsque, un peu avant l'arrêt (3 km/h environ), le moteur n'était plus capable de fournir une tension suffisante, le freinage électrique s'interrompait de lui-même par désamorçage de la génératrice asynchrone et l'arrêt se faisait en freinage pneumatique seul.

En cas d'avarie du dispositif de contrôle-commande décrit ci-dessus, il était possible d'assurer la commande directe de l'onduleur par le manipulateur "V" des pupitres de conduite. Le passage en "secours" dérivait la tension issue du potentiomètre vers un intégrateur, suivi d'un double multiplicateur (1,666 et 0,833) très simples, dépourvus de tout asservissement, qui fournissaient les tensions $U_c U$ et $U_c F$ dans un rapport 2 afin que la tension U soit à son maximum de 700 Veff à mi-course, tandis que F devait être encore à 70 Hz ; le rapport U/F utilisé était donc à sa valeur

maximum de 10 Veff / Hz. L'intégrateur réduisait le gros inconvénient de la commande directe en fréquence de l'onduleur (telles les brusques variations du couple).

On voit, à la *figure 232*, que la chaîne de traction asynchrone du couplage Z 4212 - CC 14003 permettait des performances un peu supérieures à celles d'une CC 14000 à groupes convertisseurs tournants (ramenées, bien sûr, à 1 seul moteur).

Les diverses phases d'essais, à poste fixe au banc d'essais de la SNCF à Vitry/Seine et sur voie de service (en gare de Château-Thierry), ont permis la mise au point des nombreux asservissements et en particulier l'adaptation de ceux de l'onduleur à l'ondulation à 100 Hz de sa tension continue d'alimentation ; celle-ci affectait son pouvoir de commutation et provoquait des sous-oscillations sur les tensions de sortie lors des passages aux fréquences de 100 Hz et valeurs sous-multiples. Le parfait fonctionnement de l'ensemble convertisseur asynchrone (obtenu tout de même avec des circuits électroniques assez complexes) a ensuite permis, fin 1976, de nombreuses circulations en ligne entre Château-Thierry et Epernay. Au début de 1977, les services de la Direction de l'Équipement de la SNCF (Laboratoire Central de Signalisation et de Télécommunications de St-Ouen) ont procédé à l'analyse des courants harmoniques absorbés à la caténaire. Le rôle du couplage Z 4212 - CC 14003 de 600 kVA, garé fin 1977, était alors terminé et la SNCF a éprouvé le besoin de poursuivre les expérimentations de traction asynchrone à onduleurs de tension en réalisant un engin homogène, d'une puissance très supérieure mais fractionnée (un onduleur par moteur) et dont les divers éléments de la chaîne de traction seraient conçus spécifiquement en association.

Mais c'est à cette période que se rejoignirent les expérimentations à moteurs asynchrones et synchrones autopilotés et nous avons vu précédemment comment la BB 10004 de 1979 (voir *La Revue 3EI* n°35, p. 74) a "ouvert la voie" aux nombreux matériels à moteurs synchrones. Leurs onduleurs synchrones de courant utilisent des thyristors classiques, leur rendement est meilleur et, le contrôle des moteurs étant moins délicat, leurs circuits de contrôle-commande sont aussi moins sophistiqués.

Il faudra attendre le début des années 1980 pour qu'à la RATP, d'abord, puis à la SNCF en 1985, l'on retrouve le moteur asynchrone de puissance moyenne ; mais, comme déjà dit, il sera alimenté par un onduleur de courant à thyristors classiques, commandé par des microprocesseurs.

Bibliographie

- *La Vie du Rail* - n° 1407 du 09/09/1973
- *Extrait de la Revue Brown-Boveri* 12-73
- *Extrait du bulletin CFF* n° 4 / 73
- *Extrait de la Revue Générale des Chemins de Fer* - octobre 1977 (article de A. Cossié - SNCF)
- *document JEUMONT-SCHNEIDER* (J. Hamel)



Une expérience pédagogique unique en France

La Région Bretagne, EDF et l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) ont mis en place dans 5 lycées, sélectionnés en accord avec l'académie de Rennes, des plates-formes Pédagogiques dédiées aux énergies renouvelables.

*Lycée MAUPERTUIS
35407 SAINT MALO Cedex
Lycée Félix LE DANTEC
22300 LANNION
Lycée VAUBAN
29801 BREST CEDEX
Lycée LE LIKES
29196 QUIMPER Cedex
Lycée Saint JOSEPH
56100 LORIENT*

Une expérience pédagogique unique en France ! Cette action originale de sensibilisation et de formation aux énergies renouvelables et à la maîtrise de l'énergie s'intègre dans la politique globale de soutien au développement durable.

Les plates-formes expérimentales, installées en 2004, comprennent trois éléments : une éolienne, des panneaux solaires photovoltaïques, un chauffe-eau solaire thermique.

L'existence d'un Club regroupant les cinq lycées, animé par le CIELE - Espace Info Energie, et d'un forum internet d'échanges, favorisent la mutualisation des expériences au niveau régional.

Lycée Maupertuis
à Saint-Malo (Ille et vilaine)



