



HAL
open science

Stockage de l'énergie dans les applications stationnaires

Bernard Multon, Gaël Robin, Erika Erambert, Hamid Ben Ahmed

► **To cite this version:**

Bernard Multon, Gaël Robin, Erika Erambert, Hamid Ben Ahmed. Stockage de l'énergie dans les applications stationnaires. Colloque Energie électrique: besoins, enjeux, technologies et applications 2004, Jun 2004, BELFORT, France. pp.64-77. hal-00676113

HAL Id: hal-00676113

<https://hal.science/hal-00676113>

Submitted on 3 Mar 2012

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

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

Stockage de l'énergie dans les applications stationnaires

B. MULTON, G. ROBIN, E. ERAMBERT, H. BEN AHMED

**SATIE (UMR CNRS 8029) – ENS de Cachan antenne de Bretagne
Campus de Ker Lann 35170 BRUZ**

Résumé

Les besoins de stockage d'énergie électrique dans les applications stationnaires sont nombreux et leur nécessité se révèle de plus en plus forte. Nous proposons d'abord d'examiner ces besoins dans le contexte d'évolution du système de production d'électricité vers une plus forte décentralisation et vers un plus fort taux de pénétration de sources fluctuantes indépendamment de la demande. Nous développons ensuite une analyse critique des caractéristiques générales des moyens de stockage avant d'effectuer un bilan comparatif des solutions disponibles ou à développer. En conclusion, nous mettons en évidence les points durs à lever pour mieux mettre à profit les moyens de stockage dans les systèmes en réseaux électriques.

I- Introduction

Notre niveau de vie et de confort nous a habitués à disposer instantanément et facilement d'énergie. Cette disponibilité a généralement été obtenue grâce à des réseaux de transport sophistiqués (électricité, gaz naturel) ou à un stockage (principalement sous forme de carburants et, à une moindre échelle, dans des batteries électrochimiques). Si les ressources énergétiques fossiles se raréfient, il est hautement probable que nous ayons d'avantage recours au stockage d'énergie que ce soit sous forme thermique, chimique ou électrique [ECR_03].

Le stockage de l'énergie électrique représente le point dur de l'ensemble de la filière électricité principalement parce que son coût est jugé prohibitif, sauf dans les applications électroniques portables pour lesquelles l'utilisateur en accepte le prix, car il n'a pas vraiment le choix ! La situation du secteur des transports est particulière : nos exigences de mobilité, développées en période d'abondance des ressources fossiles, nous contraignent à continuer à exploiter des carburants. En effet, leurs performances énergétiques surpassent largement celles des moyens de stockage d'électricité (quasiment un facteur 100 : plus de 10 kWh/kg dans un carburant liquide et aux alentours de 100 Wh/kg dans des batteries électrochimiques performantes). L'électricité, qui sera très probablement le vecteur énergétique dominant des transports terrestres à venir, sera ainsi produite à partir de carburants.

Le présent papier a pour objectif de faire le point sur les **applications stationnaires** [Mar_98] que l'on peut classer arbitrairement en trois grands secteurs :

- celui de la production, du transport et de la distribution de l'énergie dans lequel le stockage est encore peu présent ;
- celui des sites isolés alimentés par des ressources renouvelables fluctuantes (photovoltaïques ou éoliennes) pour lesquels un raccordement au réseau est impossible ou trop coûteux ;
- enfin, celui des alimentations ininterrompues où un système de stockage vient pallier les rares déficiences du réseau, généralement durant des temps assez courts, directement chez le consommateur.

Il peut être utile de rappeler que la production centralisée d'électricité a conduit à l'élaboration d'un système complexe de production-transport d'énergie dans lequel la possibilité de stocker a été très peu utilisée (actuellement la capacité mondiale en puissance

du stockage dans les réseaux représente environ 90 GW [Rud_03] sur 3400 GW, soit environ 2,6%). On a d'ailleurs tellement souvent dit que l'électricité ne se stockait pas que cela fait partie des croyances admises bien que de nombreuses voies permettent de réaliser ce stockage. La raison de ce malentendu est sans doute due au fait que l'électricité est massivement produite, transportée et utilisée en courant alternatif. Or dans le contexte énergétique précédant les années 1980, les moyens de conversion permettant le « stockage du courant alternatif » étaient excessivement coûteux, voire très peu fiables ou inexistantes. Tout cela a changé grâce à l'arrivée d'une électronique de puissance très performante, économique et dont les puissances traitées sont maintenant très élevées. On peut donc maintenant affirmer que l'électricité se stocke parfaitement, même s'il s'agit d'un stockage indirect. Mais ce stockage possède un coût d'investissement et de fonctionnement qui doit être, bien sûr, économiquement et environnementalement acceptable.

II- Besoins de stockage d'énergie dans les réseaux électriques

Hormis les carburants issus de la biomasse et la chaleur géothermique qui diffuse régulièrement, les autres ressources renouvelables présentent un inconvénient majeur : leur fluctuation indépendamment de la demande. Or les ressources solaires et éoliennes sont extrêmement abondantes et les coûts d'investissement des systèmes, qui permettent de la convertir, ne cessent de baisser pour atteindre progressivement les seuils de compétitivité. Leur contribution significative au développement durable nécessitera sans doute de développer largement des moyens de stockage.

Rappelons que la mise en place du système électronucléaire français, qui présente un autre inconvénient, certes moindre mais néanmoins réel, celui d'être peu modulable, a nécessité la construction de centrales de stockage à grande échelle de type hydraulique gravitaire. La plus puissante est celle de Grand'Maison, qui permet d'accumuler près de 0,4 TWh avec une puissance crête de 1,2 GW en stockage et 1,8 GW en restitution. Dans un contexte de tarification incitative, les nombreux chauffe-eaux électriques français emmagasinent, quant à eux, entre 50 et 80 GWh chaque jour durant les heures creuses afin de contribuer à l'équilibre production-consommation. La France dispose d'environ 6,3 GW de puissance installée en stockage hydraulique gravitaire pour une capacité totale de production d'environ 116 GW, soit environ 5,4%, le double de la moyenne mondiale.

L'ouverture des marchés de l'électricité et le développement de la production électrique cogénérée et éolienne (au fil du vent) accroissent la proportion de puissance produite indépendamment de la demande et il semble qu'il soit devenu nécessaire d'investir dans des moyens de stockage supplémentaires pour assurer le bon fonctionnement des réseaux.

Mais alors de nombreuses questions se posent, notamment dans le nouveau contexte d'ouverture des marchés, par exemple :

- existe-t-il des solutions de stockage d'électricité techniquement viables ?
- peut-on amortir économiquement de tels systèmes dans un contexte de marché libéré ?
- où faut-il stocker l'électricité ?

À la première question, on peut répondre oui, il existe de nombreuses solutions pouvant répondre à diverses situations, mais il reste indéniablement beaucoup de travail pour développer et optimiser des systèmes accumulateurs d'énergie électrique répondant aux diverses situations qui se présentent.

La deuxième question a déjà trouvé une réponse positive dans quelques situations particulières. De nombreux travaux ont été menés depuis les années 1990 pour évaluer la faisabilité économique de systèmes de stockage notamment pour éviter des renforcements de lignes [Mar_98] [Abou_03]. Récemment en Alaska [ABB_04], une gigantesque installation a été mise en service pour réduire les défaillances du réseau électrique, en lui suppléant durant un temps suffisant permettant le démarrage de groupes électrogènes de secours. Plus de 1000 tonnes d'accumulateurs électrochimiques NiCd peuvent fournir une puissance

maximale de 40 MW durant 7 mn ou encore 27 MW durant 15 mn. La durée de vie prévue est de 20 à 25 ans. Le coût d'investissement de ce système est de 30 M\$.

Quant à la troisième : « où stocker ? », sa réponse est plus complexe. En effet, selon les cas, il semble préférable d'accumuler l'énergie au niveau du producteur fluctuant, c'est par exemple le cas, des générateurs éoliens. Cela leur permettrait, dans une logique de marché, de mieux valoriser leur production et, dans une logique de stabilisation du réseau, de participer aux « services systèmes » (contrôles des puissances actives et réactives).

Il peut également être souhaitable de placer des dispositifs de stockage au niveau du réseau de transport car cela donnerait réellement les moyens au gestionnaire d'assurer l'indispensable et fragile équilibre production-consommation.

Enfin, si l'on considère le consommateur, c'est sans doute à son niveau que l'on observe les plus grandes amplitudes de variation de la puissance appelée, le rapport entre la puissance crête et la puissance moyenne dépasse souvent 10. Ceci conduit à un surdimensionnement coûteux de tout le système de distribution. Mais l'avantage le plus appréciable d'un stockage distribué au niveau des consommateurs réside sans doute dans la fonction de secours en cas de coupure du réseau. En situation normale de bon fonctionnement du réseau, un tel stockage distribué pourrait alors être mis à profit pour l'ensemble des acteurs à condition de pouvoir être contrôlé de façon centralisée. Ces consommateurs, équipés de moyens de stockage, pourraient également être équipés de systèmes de production locaux (toits photovoltaïques, petits aérogénérateurs...) qui permettraient réellement d'exploiter les ressources renouvelables, naturellement réparties, et autoriseraient, dans les situations exceptionnelles de longues coupures, un fonctionnement avec une relative autonomie liée aux capacités de production et de stockage installées. [Ger_02].

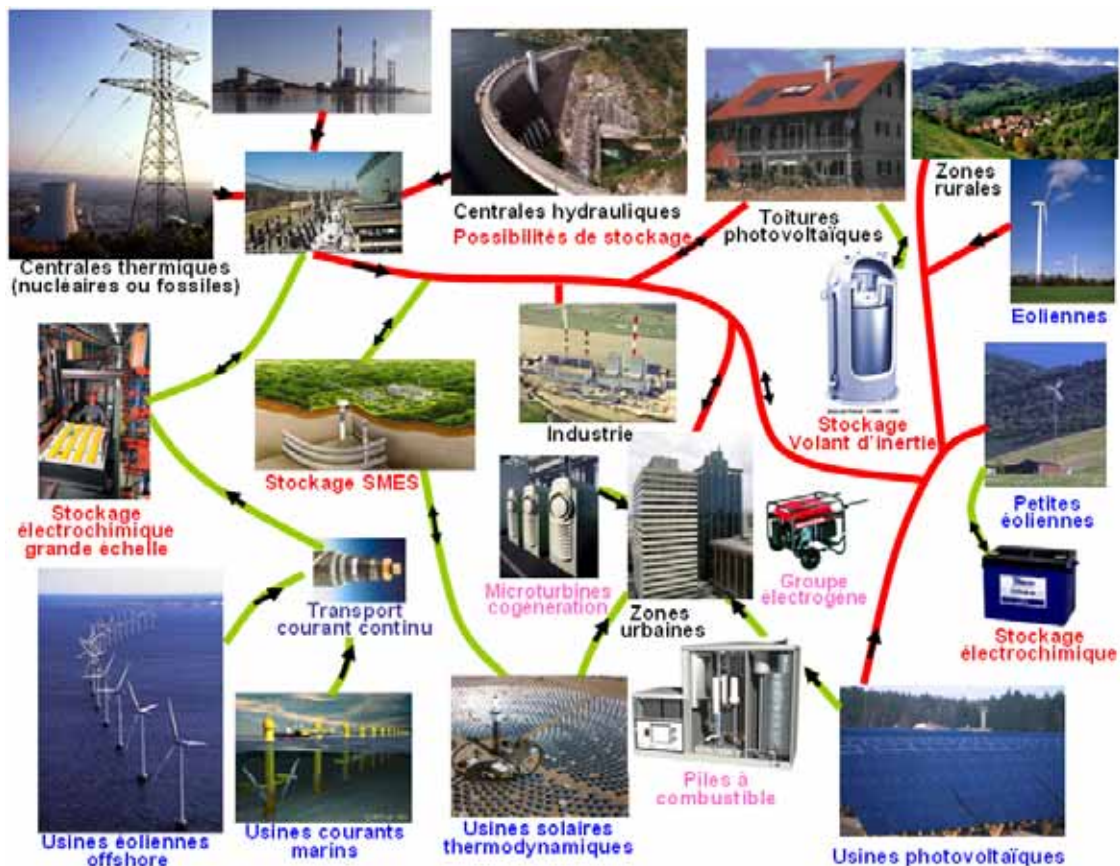


Fig. 1- Mutation des réseaux vers une production plus décentralisée exploitant d'avantage les ressources renouvelables et les moyens de stockage (les réseaux de transport, répartition et distribution n'ont pas été distingués).

Actuellement la prise de conscience de la grande vulnérabilité des réseaux électriques (terrorisme, dysfonctionnements, accidents...) génère une inquiétude croissante, l'article [Eco_04] emploie l'expression « d'internet de l'énergie » pour qualifier ce nouveau réseau plus robuste associant des moyens de production très dispersés et des accumulateurs aux systèmes traditionnels.

En somme, une meilleure distribution des moyens de production associée à des moyens de stockage eux-mêmes distribués pourrait ainsi contribuer à la fois à une meilleure exploitation des ressources renouvelables et à une alimentation en énergie électrique plus sûre exploitant la capacité d'ilôtage de ces consommateurs-producteurs [Mul_99].

III- Caractéristiques des moyens de stockage

Avant d'énumérer les diverses solutions de stockage, nous proposons une analyse critique de leurs caractéristiques fondamentales :

- W_{stoc} : la **capacité énergétique** en Wh (wattheures), généralement fortement dimensionnante. L'énergie exploitable dépend néanmoins du rendement de charge ou de décharge, elle varie donc avec le temps de transfert. En charge ou décharge très rapide, le rendement se dégrade et l'énergie extractible peut être très inférieure à la capacité énergétique, à l'opposé, en régime très lent, c'est l'auto-décharge qui va pénaliser le bilan. Enfin, les accumulateurs ne peuvent pas toujours être déchargés complètement, l'énergie exploitable est inférieure à l'énergie totale stockée (figure 2). Souvent, la capacité énergétique est définie sur la base d'une **énergie** totale stockée supérieure à celle réellement **exploitable** que nous noterons W_{util} .
- P_{max} : la **puissance maximale** de charge ou de décharge (parfois différentes). En réalité, ce qui caractérise le plus une technologie de stockage c'est le rapport de la capacité énergétique (utile) sur la puissance maximale :

- ce rapport τ est souvent appelé « **constante de temps** » : $\tau = \frac{W_{\text{stoc}}}{P_{\text{max}}}$ ou $\frac{W_{\text{util}}}{P_{\text{max}}}$ qui

serait plus judicieuse. Considérons par exemple un système de stockage hydraulique gravitaire, la capacité de stockage est liée à la masse d'eau et à la dénivelée entre les bassins haut et bas, alors que la puissance est déterminée par la taille des conduites et la puissance des groupes réversibles turbines-machines électriques. Toutes les technologies de stockage ne permettent pas un découplage aussi aisé des dimensionnements en puissance et en énergie et donc un choix de la constante de temps optimale.

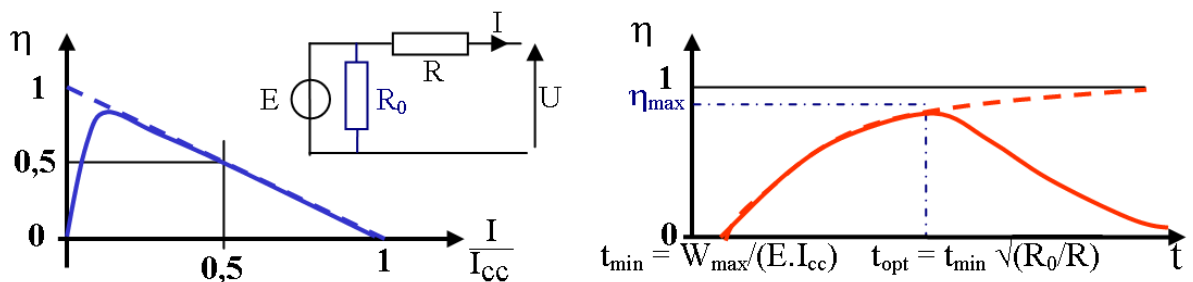


Fig. 2- Schéma électrique de principe permettant de mettre en évidence l'effet du courant ou du temps de décharge sur le rendement ($W_{\text{max}} = E \cdot Q$). Les courbes en pointillés correspondent à un modèle sans résistance d'autodécharge.

- η : le **rendement** rapport de l'énergie restituée sur l'énergie emmagasinée. Sa définition est souvent simpliste car elle n'est fournie que pour un seul point de fonctionnement. Or, de façon caricaturale, il y a des « pertes à vide » ou

d'autodécharge et des « pertes en charge ». Le rendement doit donc être défini sur un ou plusieurs cycles réalistes en rapport avec l'application. Ainsi un système optimisé pour une faible « constante de temps » aura un meilleur rendement pour des sollicitations rapides. Le schéma équivalent de la figure 2 met en évidence de façon simpliste l'existence d'un temps de décharge optimal et d'un rendement maximal.

- **N_{cycl}** : le nombre maximal de cycles de charge-décharge ou cyclabilité. Tout dispositif de stockage subit une fatigue ou usure lors des cycles. Cela constitue généralement la première cause de vieillissement devant la dégradation thermique classique. Les processus de fatigue sont souvent complexes et la cyclabilité n'est pas toujours bien définie, dans tous les cas, elle est fortement liée à l'amplitude des cycles et/ou à l'état de charge moyen. Mais comme les cycles sont souvent très variables, la quantification de N_{cycl} est délicate. Les valeurs fournies constituent des ordres de grandeurs.
- Les **coûts** : d'investissement (c'est la part la plus marquante pour l'acheteur) et de fonctionnement (maintenance, énergie perdue lors des cycles, vieillissement). Les systèmes les moins coûteux à l'investissement sont généralement ceux qui se dégradent le plus vite en cyclage et dont le rendement est le plus mauvais. Pour minimiser le coût, il est indispensable d'effectuer une analyse sur la durée de vie escomptée du système complet incluant le dispositif de stockage. Enfin, dans une logique de développement durable, le coût global sur cycle de vie, incluant les dépenses de matières premières, d'énergie et autres coûts environnementaux de la fabrication au recyclage, doit être considéré. Le coût d'investissement est généralement spécifié en €/kWh pour les accumulateurs à longue constante de temps et en €/kW pour ceux plutôt dimensionnés en puissance, à faible constante de temps. Mais en réalité, il serait logique de répartir le coût entre coût de l'énergie stockée exploitable W_{util} et coût de la capacité en puissance maximale. On noterait alors le coût d'investissement total : $C_{inv_tot} = c_W \cdot W_{util} + c_P \cdot P_{max}$ où c_W et c_P s'expriment respectivement en €/kWh et €/kW.
- Autres caractéristiques : l'**énergie massique** (particulièrement importante dans les applications embarquées, elle revêt une moindre importance dans les applications stationnaires), l'**énergie volumique**, la **sécurité** (explosion, rejets...), etc...

IV- Moyens de stockage, comparaison

Nous présentons ci-après une liste, sans doute non exhaustive, des divers moyens de stockage d'électricité ainsi que leurs principales spécificités. Leurs principales caractéristiques sont résumées dans les tableaux 1 et 2 ([ECR_03] complété avec [Hem_03]). Elles ne sont pas à prendre au pied de la lettre et sont là pour donner une certaine idée des possibilités. En effet, dans chaque catégorie, les variantes technologiques (matériaux, architectures...) sont nombreuses et il est difficile d'exprimer de façon, aussi caricaturale, l'étendue des possibilités.

Le condensateur et l'inductance sont réputés être les seuls moyens de stockage direct de l'électricité. En fait, la notion de stockage direct est subtile et on pourrait rétorquer que dans ces composants, le stockage est électrostatique ou électromagnétique... En fait, cela a peu d'importance, car il est systématiquement nécessaire d'ajouter une ou des interfaces de conversion avec le système électrique auxquels ils sont associés. Par exemple, un condensateur voit sa tension fluctuer comme la racine carrée de l'énergie emmagasinée, même s'il doit être connecté à une source de tension continue, il faut intercaler un convertisseur électronique qui va lui permettre d'échanger de l'énergie avec un bon rendement, il s'agira en l'occurrence d'un hacheur 2 quadrants pour assurer les deux sens de transfert d'énergie (Fig. 3).

Profitons également de cet exemple pour mettre en évidence la pénalité de dimensionnement de ce convertisseur due au fonctionnement sous tension variable. Supposons que l'on désire décharger le condensateur à 90%, cela supposera que la tension u_c à ses bornes varie dans un rapport 1 à 3. Or, si l'on souhaite injecter ou soutirer une

même puissance maximale P_{Max} quel que soit l'état de charge, le courant i_c délivré par le condensateur variera également dans un rapport 1 à 3 et il en résultera un surdimensionnement égal en courant du convertisseur. La puissance de dimensionnement du hacheur devra être égale à 3 fois la puissance maximale utile.

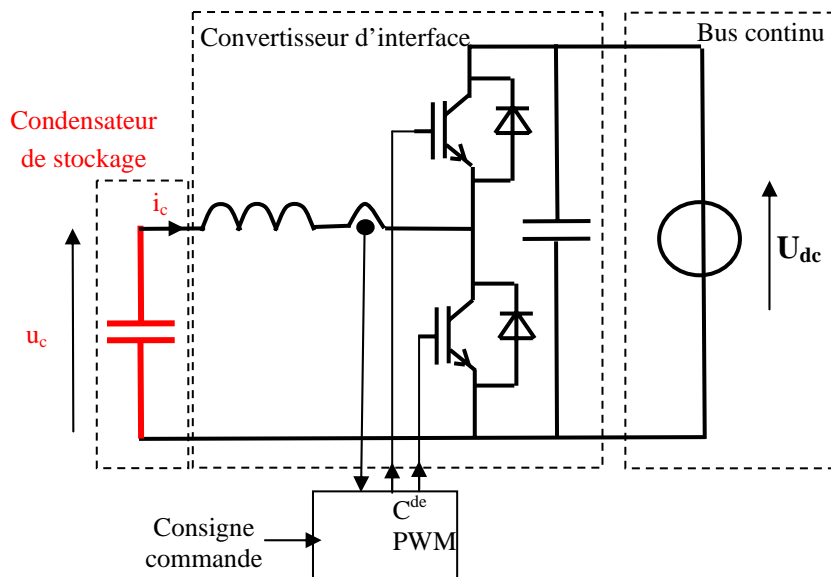


Fig. 3- Interface électronique de puissance entre un réservoir d'énergie capacitif et une source de tension continue (« bus continu »).

Les condensateurs et les inductances conventionnels ne sont pas utilisés directement pour faire du stockage d'énergie aux échelles de temps qui nous intéressent ici (quelques secondes à quelques mois), mais l'analyse qui vient d'être faite est transposable, de façon plus ou moins réaliste, aux autres systèmes de stockage exploités pour les durées plus longues telles que celles qui nous intéressent ici.

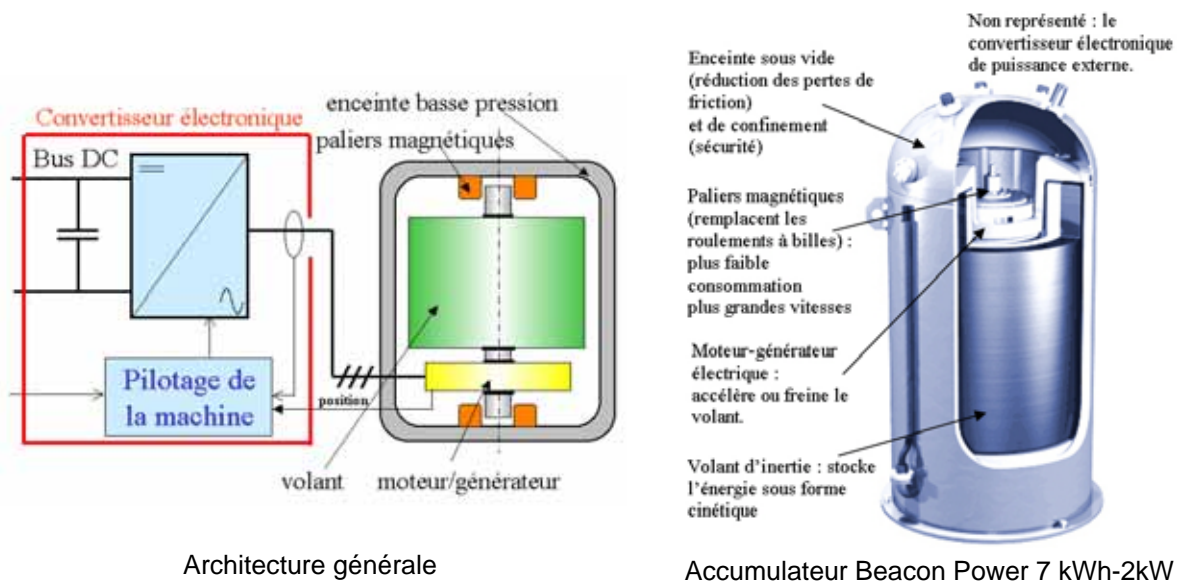
Si l'on reste sur cette classification discutable de stockage direct et indirect, les systèmes directs, utilisables dans les situations qui nous intéressent ici, sont les **supercondensateurs** et les **inductances supra-conductrices** (SMES : Superconductor Magnetic Energy Storage). Les premiers sont des condensateurs à très haute énergie volumique ou massique (10 Wh/kg et jusqu'à plus de 50 Wh/kg avec les toutes dernières technologies –JEOL–), les capacités en puissance sont très élevées (qq kW/kg soit des constantes de temps de l'ordre de la centaine de secondes). Leurs performances les destinent plutôt aux applications embarquées. Quant aux SMES, il s'agit de bobines, sans circuit ferromagnétique, à conducteurs supraconducteurs fonctionnant à des températures cryogéniques, en général l'hélium liquide (4,2 K ou moins) pour les supra basse température (alliages NbTi ou Nb₃Sn) ou l'azote liquide (15 à 30 K pour avoir des champs critiques élevés) pour les supra « haute température » (au Bismuth : BSCCO ou à l'Yttrium : YBaCuO). La bobine se présente comme une source de courant continu, celui-ci varie en fonction de l'état de charge et doit être converti pour être exploitable sous forme de tension continue ou alternative. Comme les supercondensateurs, les SMES sont bien adaptés aux faibles constantes de temps et sont fortement dimensionnés en puissance.

Les autres moyens de stockage, considérés comme indirects, sont :

- les **accumulateurs électrochimiques** . Lorsqu'on parle de stockage d'électricité, on pense immédiatement aux « batteries » électrochimiques qui constituent ainsi les références en la matière. Les technologies et variantes sont nombreuses (Plomb-Acide, Nickel-

Cadmium, Nickel-Métal-Hydrures, Lithium, Sodium-Soufre, Zinc-Air, etc...) et leurs principales qualités sont l'énergie massique (Lithium jusqu'à 150 Wh/kg et 2000 W/kg) et la maturité technologique. Leur inconvénient majeur réside dans leur relativement faible durée de vie en cyclage de grande amplitude (qq 100 à qq 1000). Souvent, elles sont destinées à des applications embarquées ou portables mais également pour des fonctions de secours en situation couplée au réseau, avec des valeurs d'énergie stockée relativement faibles (quelques Wh à quelques 10 kWh). Cependant, les technologies plomb et NiCd ont été utilisées dans plusieurs projets de stockage à grande échelle.

- les accumulateurs à **volants d'inertie** (FES : Flywheel Energy Storage) comprennent un volant d'inertie massif ou composite (plus rapide, énergie massique supérieure) associé à un moteur-générateur et à des paliers spéciaux (souvent magnétiques), le tout dans une enceinte de confinement sous très basse pression afin de minimiser les pertes d'autodécharge. La figure 4 montre un exemple d'architecture [Ber_03] ainsi qu'un exemple de réalisation commercialisée. On peut ainsi atteindre des taux d'autodécharge de quelques %/heure. Ils offrent une très grande capacité au cyclage (qq 10 000 à qq 100 000 cycles) déterminée par un dimensionnement en fatigue [Ker_02]. De façon simpliste, le volant est dimensionné en énergie et le moteur-générateur en puissance, énergie et puissance sont ainsi facilement découplables. On considère habituellement que les accumulateurs inertiels se rangent, aux côtés des supercondensateurs et des SMES, dans la catégorie des systèmes à faible constante de temps, c'est d'ailleurs dans ce domaine qu'ils ont trouvé leurs premières applications commerciales, mais ils peuvent également permettre de réaliser des systèmes plus lents (constante de temps de l'ordre de l'heure) et étendre leur champ d'application.



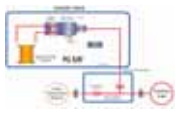


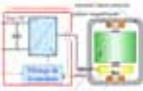


Architecture générale

Accumulateur Beacon Power 7 kWh-2kW

Fig. 4- Accumulateurs à volant d'inertie

- les systèmes à **air comprimé en bouteilles**, un compresseur électrique permet de mettre de l'air sous haute pression (200 bars ou plus) dans des bouteilles. La compression ou détente s'accompagne de pertes énergétiques (éventuellement valorisables dans certaines applications) et le rendement électrique est souvent médiocre.

- les systèmes **électrolyseur-hydrogène-pile à combustible** (ou à PAC réversible), outre un coût d'investissement encore prohibitif, leur rendement global est très faible (moins de 50%) et leur durée de vie insuffisante dans le contexte des applications couplées au réseau électrique. La production d'hydrogène pourrait être avantageuse en présence de réseaux d'hydrogène, elle permettrait de convertir des surplus d'électricité et de les injecter dans ces réseaux pour une utilisation directe (transports par exemple).

Technologie	Inductif Supra-conducteur	Super-condensateur	Electro-chimique	Volant Inertie	Air comprimé en bouteille	Hydrogène PAC réversible
						
Forme d'énergie	magnétique	électrostatique	chimique	mécanique	air comprimé	carburant
Densité d'énergie (accumulateur seul, hors équipements annexes)	1 à 5 Wh/kg	10 Wh/kg → 60 Wh/kg	20 à 120 Wh/kg	1 à 5 Wh/kg	8 Wh/kg (200 bars)	300 à 600 Wh/kg (200 à 350 bars) hors PAC
Capacité réalisable ou réalisée	qq kWh	qq kWh	qq Wh à qq MWh	qq kWh à qq 10 kWh	qq kWh à qq 10 kWh	NA
Constante de temps	qq s à 1 mn	qq s à qq mn	qq 10 mn (NiCd) à qq 10 heures (Pb)	qq mn à 1 h	1 h à qq jours (peu d'auto-décharge)	1 h à qq jours (peu d'autodécharge)
Cyclabilité	qq 10 000 à qq 100 000 fatigue mécanique	qq 10 000 à qq 100 000	qq 100 à qq 1000 dégradations chimiques	qq 10 000 à qq 100 000 fatigue mécanique	qq 1000 à qq 10 000 fatigue mécanique	??
Rendement électrique	> 0,9	0,8 à > 0,9 selon régime	0,7 à 0,8 selon techno et régime	0,8 à > 0,9 selon régime	0,3 à 0,5 selon régime	0,3 à 0,5
Connaissance de l'état de charge	Aisée (courant)	Aisée (tension)	Difficile Paramètres variables	Aisée (vitesse)	Aisée (pression)	Aisée (remplissage H2)
Coût en €/kWh ⁽¹⁾	1 M (1 kWh) à 300 (1000 MWh)	50 000 à 150 000 (dimensionnement en puissance)	Pb-acide : 50 à 200 Lithium : 700 à 1000	150 à 2000 (selon techno et performances)	?	500 à 1500
Remarques	Cryogénie	Grande cyclabilité	Technologies matures	Coût global compétitif sur la durée de vie	Rendement faible	Intéressant si contexte de réseau d'hydrogène

⁽¹⁾ Attention, le coût est ici intégralement rapporté à l'énergie stockée (donnée différente de c_{st})

Tableau 1 : Bilan simplifié des caractéristiques des moyens de stockage plutôt exploitables à petite échelle [ECR_03].

Pour le stockage à plus grande échelle, on peut citer les solutions suivantes (caractéristiques synthétisées dans le tableau 2) :

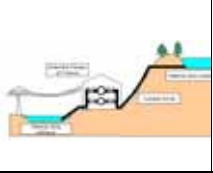
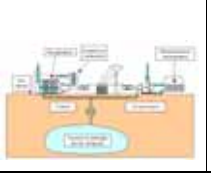

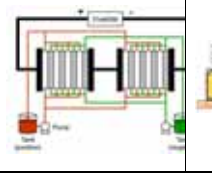
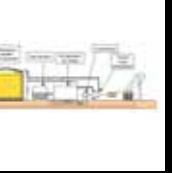
- les systèmes **hydrauliques gravitaires** centrales de pompage-turbinage (pumped hydro), technologie actuellement largement dominante dans les grandes puissances comme nous l'avons dit au début de cet article. Les rendements sont compris entre 65 et 80%. La contrainte majeure est liée à la nécessité de sites au relief adapté. Notons que 100 m³ d'eau stockés en haut d'un immeuble de 20 m ne représenteraient « que » 20 MJ ou 5,5 kWh.

- le stockage d'**air comprimé en caverne** (CAES Compressed Air Energy Storage) représente une technologie déjà relativement mature avec plusieurs réalisations de grande puissance. La construction de systèmes CAES nécessite de disposer d'une géologie favorable permettant de disposer de grandes cavités (anciennes mines de sel par exemple).

La définition du rendement est ici particulière car on brûle du gaz naturel pour réchauffer l'air dans une chambre de combustion avant de le détendre dans la turbine. Pour restituer 1 kWh au réseau, il faut utiliser 0,75 kWh d'électricité durant la phase de pompage et brûler 1,22 kWh de gaz naturel durant le déstockage [ECR_03].

- les **batteries à circulation** (flow batteries) permettent de contourner la limitation des accumulateurs électrochimiques classiques dans lesquels les réactions électrochimiques créent des composés solides qui sont stockés directement sur les électrodes où ils se sont formés. La masse qu'il est possible d'accumuler localement est forcément limitée, ce qui fixe un maximum à la capacité. Dans les batteries dites à circulation d'électrolyte, les composés chimiques responsables du stockage de l'énergie sont liquides et restent en solution dans l'électrolyte. Trois technologies sont en développement avec des électrolytes à base de ZnBr (Zinc-brome), NaBr (Sodium-brome) et VBr (Vanadium-brome). L'électrolyte est pompé vers des réservoirs externes dont le volume représente l'énergie stockée. Des systèmes de capacité élevée (qq 100 kWh à qq 10 MWh) sont en expérimentation.

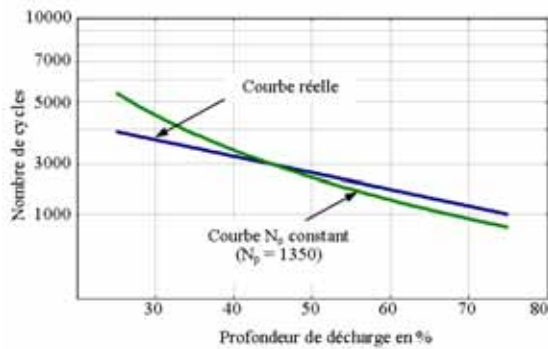
- le stockage de **chaleur haute température avec turbine**, système à l'état de projet qui n'a pas encore fait l'objet de réalisation, mais qui mérite que l'on s'y attarde [ECR_03]. Des réfractaires sont chauffés par des résistances (avec un excellent rendement !) lors du stockage. Pour récupérer l'énergie accumulée, l'air chaud est injecté dans une turbine à cycles combinés et l'on peut espérer des rendements de l'ordre de 60%. La réalisation de ces réservoirs de chaleur n'est pas liée à des contraintes géologiques et les pertes d'autodécharge sont relativement faibles surtout si le système est de grandes dimensions. Les coûts d'investissement envisagés sont parmi les plus bas.

Technologie	Hydraulique gravitaire	Air comprimé en caverne	Batteries électrochimiques	Batteries à circulation	Thermique à turbine
					
Densité d'énergie	1 kWh/m ³ pour une chute de 360 m	12 kWh par m ³ de caverne à 100 bars	Batterie au plomb : 33 kWh/t Batterie Li-ion : 100 kWh/t	33 kWh/m ³	200 kWh/m ³
Capacité réalisable	1000 – 100000 MWh	100 – 10000 MWh	0,1 – 40 MWh	10 – qq 100 MWh	1000 – 100000 MWh
Puissance réalisable	100 – 1000 MW	100 – 1000 MW	0,1 – 10 MW	1 – qq 10 MW	10 – 100 MW
Rendement électrique	65% - 80%	50% (avec l'apport de gaz naturel)	70% ou moins en décharge rapide	70%	60%
Installations existantes	100 000 MWh 1000 MW	600 MWh 290 MW	40 MWh 10 MW	120 MWh 15 MW	----
Coût €/kWh ⁽¹⁾ et €/kW ⁽¹⁾	70 à 150 600 à 1500	50 à 80 400 à 1200	200 (Pb) à 2000 (Li) 300 (Pb) à 3000 (Li)	100 à 300 1000 à 2000	50 350 à 1000
Maturité	Très bonne	Plusieurs expériences au monde	Plusieurs expériences au monde	En développ ^{nt} prototypes en fonctionnement	A l'état de projet
Remarques	Sites avec dénivelée et retenues d'eau	Sites avec cavernes	Métaux lourds	Produits chimiques	Indépendant des contraintes géographiques

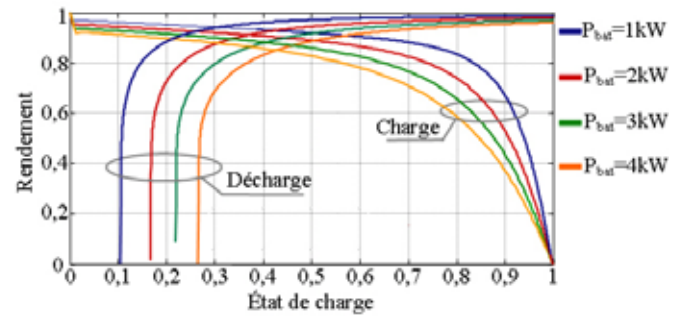
⁽¹⁾ Attention, le coût est ici intégralement rapporté à l'énergie stockée ou la puissance maximale (données différentes de c_w et c_p)

Tableau 2 : Bilan simplifié des caractéristiques des moyens de stockage plutôt exploitable à grande échelle [ECR_03].

Les comparaisons habituelles des moyens de stockage utilisent la représentation du diagramme de Ragone qui donne les performances en énergie et puissance massiques. Il s'agit d'un moyen de comparaison surtout intéressant pour les applications embarquées dans lesquelles la masse est un critère très important, mais en situation stationnaire, dans le contexte de traitement de l'énergie électrique, la durée de vie et le coût total (investissement, énergie perdue et vieillissement en cyclage) constituent des critères encore plus importants. La figure 5 montre des modèles de durée de vie en cyclage et de rendement pour un accumulateur plomb-acide [Rob_03].



Evolution du nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge, modèle et courbe réelle
 $(W_{cumulée} = N_p \cdot W_{stock})$



Rendement global en charge et en décharge, en fonction de l'état de charge et paramétré en puissance

Fig. 5- Caractéristiques de vieillissement en cyclage et de rendement d'un accumulateur au plomb de 48 V – 310 A.h (C_{10} soit 15 kWh en décharge 10 heures)

En considérant la courbe idéalisée, on peut considérer que la vie de la batterie en cyclage est déterminée par la quantité d'énergie cumulée $W_{cumulée}$ qu'elle a emmagasinée. Ainsi, sans comptabiliser le coût des pertes (non négligeables dans les régimes considérés ici), l'énergie cumulée W_{cumul} sur la vie de l'accumulateur représente, dans cet exemple, $1350 \cdot W_{stock}$. Avec un coût d'investissement de 200 €/kWh (c_{inv_total}/W_{stock}), cela représente un coût d'usure d'environ 0,15 €/kWh, ce qui est considérable compte tenu des coûts actuels de production de l'électricité (environ de 0,03 €/kWh en production centralisée). Prenons alors un système plus coûteux à l'investissement, par exemple un volant d'inertie hautes performances dont le coût d'investissement serait de 1000 €/kWh mais dont le nombre de cycles complets serait de 100 000, cette fois le coût d'usure chuterait à 0,01 €/kWh.

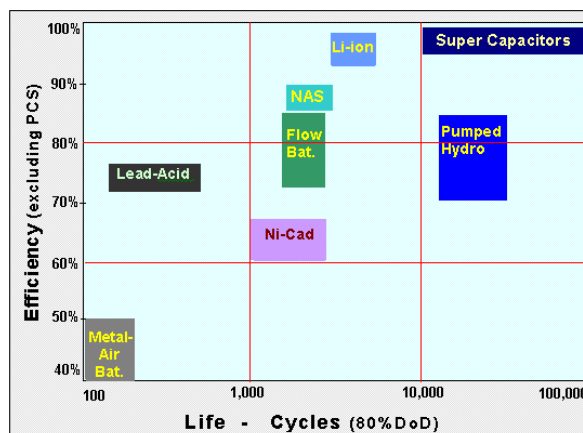


Fig. 6- Comparatif simplifié des performances de rendement et cyclabilité de quelques technologies de stockage (source : www.electricitystorage.org)

La figure 6 donne une représentation comparative des performances de rendement et de cyclabilité de quelques technologies de stockage. Mais il est clair qu'elle est excessivement simpliste.

La figure 7, issue d'un rapport de la communauté européenne [CEE_01], montre, quant à elle, les grands domaines d'application du stockage tels qu'ils sont habituellement vus de façon un peu conventionnelle, mais cela constitue néanmoins une bonne base. La partie droite de la figure montre les coûts spécifiés seulement en puissance (part C_P du coût).

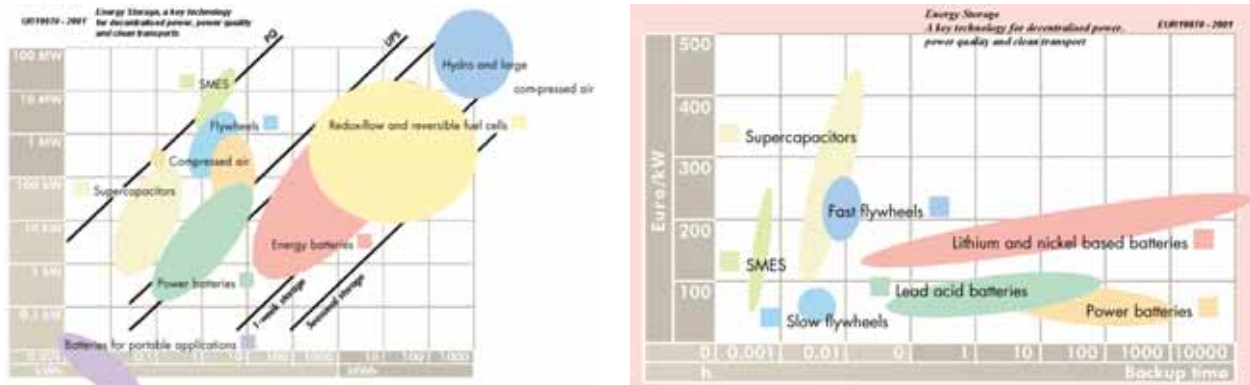


Fig. 7- Domaines d'applications en puissance et énergie des technologies de stockage en applications réseaux et coût de la puissance installée en fonction de la « constante de temps » (source : [CEE_01])

V- Conclusion - Perspectives

Le stockage d'énergie représente un enjeu majeur pour permettre une réelle pénétration des immenses ressources renouvelables naturellement dispersées [Mul_04] et pour accroître la sûreté du système, les solutions sont nombreuses mais tellement différentes dans leurs spécifications qu'elles sont difficiles à comparer. C'est la raison pour laquelle nous avons essayé de dégager, de façon critique, un ensemble de caractéristiques techniques et économiques qui permettraient d'améliorer les estimations de coût qui conditionnent l'acceptabilité du stockage.

Outre les travaux de recherche sur la conception ou l'amélioration de systèmes de stockage bien adaptés à ces besoins et optimisés pour eux, il est nécessaire d'améliorer les modèles d'évaluation de leur durée de vie en cyclage complexe et, parfois, leurs modèles de rendement, comme dans le cas des accumulateurs électrochimiques.

Il apparaît de façon de plus en plus évidente que le mix énergétique optimal concerne la production d'énergie mais également le stockage d'énergie sous ces diverses formes, notamment l'électricité, la chaleur et, dans un futur plus difficile à évaluer, l'hydrogène.

Dans le domaine des applications stationnaires, l'un des grands enjeux concerne « l'habitat zéro-énergie » qui devra satisfaire à partir de ressources renouvelables, principalement solaires et géothermiques, l'ensemble de ses besoins énergétiques. Connecté en situation normale au réseau d'électricité, il devra pouvoir s'iloter en cas d'accident. Le stockage nécessaire pour le fonctionnement îloté constituera alors, en temps normal, un gigantesque accumulateur complètement décentralisé qu'il pourra être intéressant de piloter par un gestionnaire-régulateur ou par des tarifications adéquates.

VI- Bibliographie

- [**ABB_04**] T. DEVRIES, J. McDOWALL, N. UMBRIGHT, G. LINHOFER, « *Cold Storage : Battery energy storage system for Golden Valley Electric Association* » ABB Revue 1-2004, pp38-43.
- [**Abou_03**] F. ABOU CHACRA, P. BASTARD, G.FLEURY, R. CLAVREUL, « *Optimisation MultiObjectifs du Stockage d'Energie dans un Poste Source HTB-HTA* », Electrotechnique du Futur 2003, Gif Sur Yvette, déc. 2003.
- [**Ber_03**] N. BERNARD, H. BEN AHMED, B. MULTON, C. KERZREHO, J. DELAMARE, F. FAURE, « *Flywheel energy storage systems in hybrid and distributed electricity generation* », PCIM'03, Nürnberg, may 2003.
- [**CEE_01**] EUROPEAN COMMISSION, Community Research Report, « *Energy storage - A key technology for decentralised power, power quality and clean transport* » Report European Communities EUR 19978, 2001.
- [**Eco_04**] « *Building the energy internet* », Technology Quarterly, The Economist, March 11th 2004, 4 p.
- [**ECR_03**] B. MULTON, J. RUER, « *Stocker l'électricité : oui, c'est indispensable et c'est possible. Pourquoi, où, comment ?* », Publication ECRIN en contribution au débat national sur l'énergie, avril 2003, téléchargeable : <http://www.ecrin.asso.fr/energies/>
- [**Ger_02**] O. GERGAUD, « *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur* », Thèse de l'ENS de Cachan, 9 décembre 2002.
http://arnica.bretagne.ens-cachan.fr/pdf/mecatronique/page304/these_complete_O.GERGAUD.pdf
- [**Hem_03**] K. HEMMI, M. BLACK, G. STRBAC, J. MARIYAPPAN, « *Cost and Technical Opportunities for Electricity Storage Technologies* », Work Package 3, rapport du programme GreenNet "Pushing a Least Cost Integration of Green Electricity into the European Grid", dec. 2003.
- [**Ker_02**] C. KERZREHO, « *Caractérisation et optimisation d'une batterie électromécanique sous chargement cyclique* », Thèse de l'ENS de Cachan, 8 janvier 2002.
http://arnica.bretagne.ens-cachan.fr/pdf/mecatronique/Page_SystemesEM_HautesPerf/These_kerzreho_jan02.pdf
- [**Mar_98**] A. MARQUET, C. LEVILLAIN, A. DAVRIU, S. LAURENT, P. JAUD, Stockage d'électricité dans les systèmes électriques, Technique de l'ingénieur D4030 5- 1998.
- [**Mul_99**] B. MULTON, « *L'énergie électrique : analyse des ressources et de la production.* », Journées section électrotechnique du club EEA, 28-29 janvier 1999, Paris, 8 p.
- [**Mul_04**] B. MULTON, G. ROBIN, M. RUELLAN, H. BEN AHMED, « *Situation énergétique mondiale à l'aube du 3ème millénaire. Perspectives offertes par les ressources renouvelables* », revue 3EI n°36, mars 2004, pp. 20-33.
- [**Reg_03**] T. REGAN, H. SINNOCK, A. DAVIS, « *Distributed Energy Neural Network Integration System* », Year One Final Report, NREL (National Renewable Energy Laboratory), june 2003.
- [**Rob_03**] G. ROBIN, O. GERGAUD, N. BERNARD, H. BEN AHMED, B. MULTON, « *Problématique du stockage d'énergie situé chez le consommateur connecté au réseau* », Electrotechnique du Futur 2003, Gif Sur Yvette, déc. 2003.
- [**Rud_03**] A. RUDDELL, « *Storage and Fuel Cells* », EPSRC SuperGen Workshop : Future Technologies for a Sustainable Electricity System, Univ. of Cambridge, 7 nov. 2003

Remerciements :

Cet article est issu des recherches menées par les auteurs dans le cadre des activités de SATIE et du CNRS mais également des nombreuses discussions qui se sont déroulées au sein des groupes de travail suivants :

- Association ECRIN : bureau du club Energies Alternatives et groupe stockage [ECR_03] ;
- GdR ME2MS : groupe production décentralisée ;
- Programme Energie du CNRS : GAT Réseaux et stockage d'électricité.

Que les participants à ces groupes soient remerciés pour les échanges auxquels ils ont contribué.