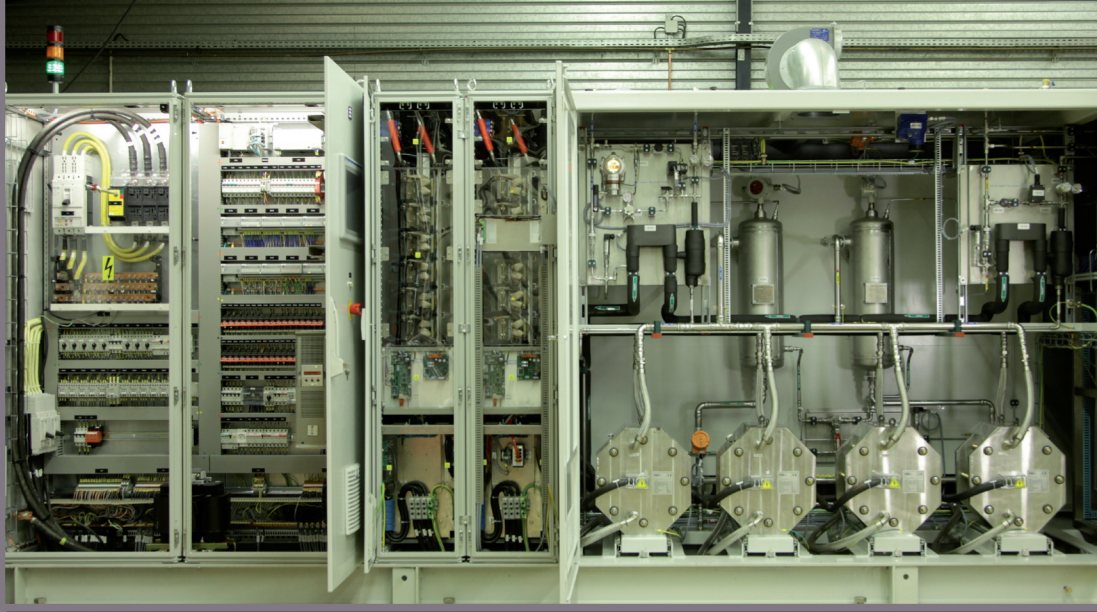

Technologies

Chakib Bouallou
(Dir.)

Le Stockage d'énergie

Conversion d'énergie en gaz combustible

MINES ParisTech
Presses des Mines

Chakib Bouallou (dir.), *Le Stockage d'énergie. Conversion d'énergie en gaz combustible*, Paris : Presses des MINES, collection Technologies, 2015.

© Presses des MINES - TRANSVALOR, 2015
60, boulevard Saint-Michel - 75272 Paris Cedex 06 - France
presses@mines-paristech.fr
www.pressesdesmines.com

© Photo de couverture : Électrolyseur PEM 40 Nm^3/h indoor. Crédit : AREVA H_2Gen

ISBN : 978-2-35671-204-2

Dépôt légal : 2015
Achevé d'imprimer en 2015 (Paris)

Tous droits de reproduction, de traduction, d'adaptation et d'exécution réservés pour tous les pays.

Le Stockage d’énergie

Conversion d’énergie en gaz combustible

Collection Technologies

Dans la même collection :

Olivier Cahen
L'image en relief

Émile Leipp
Acoustique et Musique

Thibaud Normand, Jessica Andreani, Vincent Tejedor
Les cycles thermodynamiques des centrales nucléaires

Guillaume Denis
Jeux vidéo, enjeux éducatifs

M. Santamouris, J. Adnot, S. Alvarez, N. Klitsikas,
M. Orphelin, C. Lopes, F. Sanchez
Cooling the cities – Rafraîchir les villes

Sophie Rémont, Jérôme Gosset, Roland Masson
Le démantèlement des installations nucléaires

Jean-Jacques Bézian, Pierre Barlès, Claude François, Christian Inard
Les émetteurs de chaleur

Le Stockage d'énergie

Conversion d'énergie en gaz combustible

Chakib Bouallou
(Dir.)

Liste des auteurs

Fabien Auprêtre, directeur recherche et développement Areva H_2Gen

Pierre Baurens, expert senior DRT/LITEN – CEA Grenoble

Laurent Bedel, ingénieur-chercheur DRT/LITEN – CEA Grenoble

Alain Bengaouer, ingénieur-chercheur DRT/LITEN – CEA Grenoble

Chakib Bouallou, professeur MINES ParisTech, responsable scientifique au CES – Centre d'efficacité énergétique des systèmes

Annabelle Brisse, Project leader on Hydrogen Production through water Electrolysis technologies – European Institute for Energy Research Karlsruhe, Allemagne

Julie Cren, ingénieur-chercheur DRT/LITEN – CEA Grenoble

Julien Ducamp, ingénieur-chercheur DRT/LITEN – CEA Grenoble

Hanaâ Er-rbib, ingénieur-chercheur Armines, Palaiseau

Damien Fresier, chef de projet – direction des réseaux GEG – Gaz Electricité de Grenoble

Pierre Millet, professeur Université Paris-Sud 11 – Institut de Chimie Moléculaire et des Matériaux d'Orsay

Isabelle Moro, ingénieur-chercheur DRT/LITEN – CEA Grenoble

Floriane Petipas, ingénieur-chercheur, European Institute for Energy Research Karlsruhe, Allemagne

Anne-Cécile Roger, professeur ICPEES, UMR 7575, groupe «Énergie et Carburants pour un Environnement Durable» Strasbourg

Sommaire

Liste des auteurs 7

Préface 13

Chapitre 1 - Énergies renouvelables et technologies de stockage 15

Hanaâ Er-Rbib, Chakib Bouallou

1. Introduction 15
2. Système de stockage de l'énergie électrique 19
3. Procédés de stockage de l'électricité renouvelable sur méthane de synthèse 40
4. Références 56

Chapitre 2 - La filière Power to SNG 61

Pierre Baurens, Laurent Bedel

1. Introduction 61
2. La complexité d'une installation de Power to SNG 64
3. Les attraits spécifiques de l'EVHT pour le power to SNG 73
4. REX sur les démonstrateurs de power to SNG en 2013 74
5. Capex et opex d'une installation de power to SNG 76
6. Coût du MWh gaz produit par une installation de power to SNG 79
7. L'évaluation du gisement d'énergie électrique à bas prix 81
8. Conclusion 83
9. Références 85

Chapitre 3 - Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau à électrolyte polymère 87

Fabien Auprêtre, Pierre Millet

1. Introduction 87
2. Fondements 88
3. Technologie d'électrolyse de l'eau à électrolyte polymère (PEM) 95
4. Performances, limitations et perspectives 102

5. Les marchés de l'hydrogène électrolytique 106
6. Areva H_2Gen : produits et développements futurs 108
7. Références 113

Chapitre 4 - Optimisation du rendement de la chaîne de conversion électricité renouvelable-hydrogène avec les SOECs 117

Floriane Petipas, Annabelle Brisse, Chakib Bouallou

1. L'électrolyse de l'eau 117
2. Modèle dynamique paramétrique d'un système SOEC 123
3. Stratégies de contrôle pour élargir la plage de modulation de puissance 127
4. Conclusion et discussion 132
5. Références 134

Chapitre 5 - Le captage du CO_2 137

Chakib Bouallou

1. Introduction 137
2. Les centrales thermiques 139
3. Les procédés de captage 142
4. Captage du CO_2 en post-combustion 144
5. Captage du CO_2 grâce à l'oxy-combustion 153
6. Captage du CO_2 en pre-combustion 165
7. Conclusions 173
8. Références 176

Chapitre 6 - Méthanation de CO_2 183

Alain Bengaouer, Julien Ducamp, Pierre Baurens, Isabelle Moro

1. Introduction 183
2. La thermodynamique de la réaction 184
3. Les cinétiques de méthanation 188
4. Les réacteurs catalytiques de méthanation 193
5. Le projet carnot sydgahr 199
6. Conclusions 213
7. Références 214

Chapitre 7 - Les procédés de méthanation de CO.....217

Anne-Cécile Roger

1. Introduction.....217
2. Les développements antérieurs.....220
3. Les développements récents.....227
4. Les pistes de futurs développements.....230
5. Conclusion.....231
6. Références.....232

Chapitre 8 - Applications et marchés potentiels : cas d'une entreprise locale de distribution.....235

Damien Fresier, Julie Cren

1. Introduction.....235
2. Contexte de la réflexion power to SNG : le projet Demeter.....239
3. Conclusions et perspectives.....264

Préface

La principale difficulté que les gestionnaires de réseaux électriques et les chercheurs rencontrent dans le cadre d'une transition énergétique indispensable est l'intermittence des énergies renouvelables qui apparaissent pourtant comme la seule alternative face à l'épuisement des ressources énergétiques d'origine fossile et à la menace de réchauffement climatique causée par les émissions de gaz à effet de serre. L'intermittence concerne surtout l'électricité d'origine solaire et éolienne du fait d'un très important et très rapide développement dans le monde et surtout de sa dépendance instantanée aux conditions météorologiques.

Le vrai défi est donc de stocker l'électricité produite pendant les pointes de production pour la consommer dans les pointes de consommation. Pour le stockage massif d'énergie électrique, une des solutions innovantes à l'échelle industrielle est la conversion de l'électricité en un vecteur chimique gazeux compatible avec les spécifications du gaz dit naturel et donc injectable dans le réseau et les stockages existants de ce dernier. L'objet de cet ouvrage est de présenter les enjeux de ce pari, de mieux cerner les difficultés, afin d'appréhender la complexité d'une telle filière.

Après un panorama des moyens de stockage d'électricité selon leurs temps de décharge et leurs capacités énergétiques, l'ouvrage décrit la filière Power to Gas en mettant l'accent sur le P2SNG consistant à transformer de l'énergie électrique en un Substitut de Gaz Naturel (SNG) injectable sans limite de composition sur le réseau de gaz naturel. Les grands composants d'une telle installation sont décrits. Ainsi sont abordés successivement les procédés industriels d'électrolyse de l'eau à électrolyte polymère (PEM) et d'électrolyse en céramique à oxyde solide (SOEC), le captage de CO_2, la méthanation de CO_2 et les procédés de méthanation de CO. Le dernier chapitre illustre les applications et marchés potentiels à travers le cas d'une entreprise locale de distribution du gaz naturel.

Il est à noter que certains postes comme ceux d'électrolyse, de captage du CO_2 et de méthanation sont constitués de composants à la technologie peu ou prou proche de l'industrialisation.

Dans la rédaction des différents chapitres, illustrés pour la plupart d'exemples concrets et des perspectives encore largement ouvertes, les auteurs se sont efforcés d'observer un équilibre entre le volume des connaissances théoriques à transmettre et celui des applications destinées à rendre ces connaissances opérationnelles.

Chakib Bouallou

Chapitre 1

Énergies renouvelables et technologies de stockage

Hanaâ Er-Rbib, Chakib Bouallou

1. Introduction

1.1. Production de l'électricité d'origine renouvelable

La production d'électricité renouvelable (incluant la production des centrales de pompage-turbinage) a atteint 4699,2 TWh dans le monde en 2012, dépassant les 20 % de la production d'électricité totale (20,8 %). Les combustibles fossiles restent le socle de la production de l'électricité mondiale (68,1 % en 2012). Pour la même année la production d'origine nucléaire représente 10 ,9 % et les 0,2 % restants sont apportés par la combustion des déchets non renouvelables [Obser'ER, 2013].

L'électricité renouvelable est produite par six sources. L'hydroélectricité est la principale source avec un apport de 78 %. L'énergie éolienne est devenue depuis 2009 la deuxième source d'énergie renouvelable avec une contribution de 11,4 % du total renouvelable. La biomasse, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables représentent 6,9 %. Ensuite vient le solaire (les centrales photovoltaïques et les centrales solaires thermiques) avec 2,2 %, la géothermie (1,5 %) et les énergies marines (0,01 %) [Obser'ER, 2014]. (Voir figure 1).

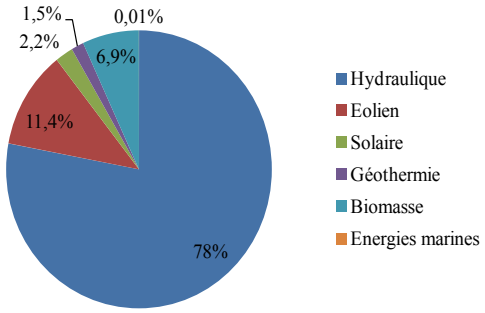

Figure 1: la production électrique d'origine renouvelable en 2012

La production brute d'électricité renouvelable a augmenté de 1739 TWh entre 2002 et 2012, passant de 2960,1 TWh à 4699,1 TWh, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 4,5 %. Ce déploiement remarquable des énergies renouvelables est justifié par la forte augmentation de la production hydroélectrique en Chine, et la confirmation de la mondialisation des autres filières renouvelables, en particulier l'éolien, le solaire et la biomasse. La contribution des nouvelles technologies de production de l'électricité a permis l'augmentation de sa part par rapport à l'électricité conventionnelle dans le total mondial. Sur la période 2002-2012, la croissance de la production des filières renouvelables hors hydraulique est 5 fois plus rapide que celle de l'hydraulique, soit une moyenne de croissance de 14,4 % contre 3,1 % pour l'hydraulique [Obser'ER, 2013].

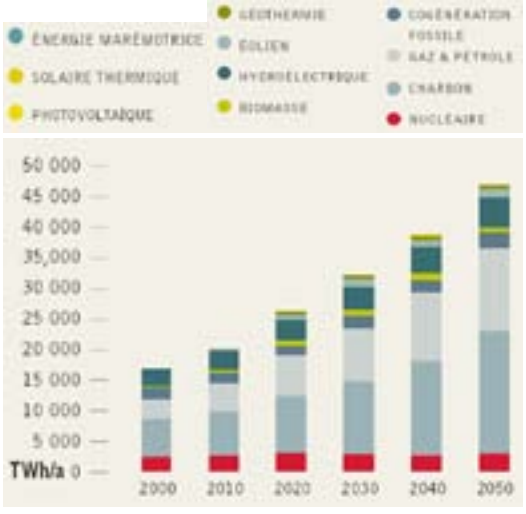

Figure 2: l'évolution de la production électrique dans le scénario EREC [EREC, 2013]

L'évolution de l'électricité est caractérisée par une croissance dynamique du marché des énergies renouvelables. EREC (European Renewable energy Council) prévoit dans son scénario de 2050 de produire 70 % de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Les nouvelles technologies renouvelables (principalement l'éolien, le solaire thermique et photovoltaïque) représenteront 42 % de la production électrique. Pour parvenir à une croissance économiquement attractive des sources d'énergies renouvelables, une mobilisation réfléchie et coordonnée de toutes les technologies est très importante. Cette mobilisation dépend des possibilités techniques, du potentiel de réduction des coûts et de la maturité des technologies [EREC, 2013]. La figure 2 compare l'évolution des différentes technologies renouvelables au fils du temps.

1.2. Le besoin de stockage

Une étude sur le marché potentiel de stockage des énergies renouvelables a été réalisée par l'Agence internationale de l'énergie « l'AIE ». Dans cette étude, la capacité de stockage nécessaire est calculée en fonction du taux de variation de la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Par exemple, si la variation nette de la puissance éolienne installée est supposée être de 30 % de sa valeur nominale, la capacité de stockage nécessaire (c'est-à-dire la puissance installée) en Europe occidentale passera de 3 GW en 2010 à 90 GW en 2050 [IEC, 2013].

Le besoin en stockage par région est estimé en se basant sur l'évolution de la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Une forte pénétration des énergies renouvelables est prévue dans l'Union Européenne et en Chine [EREC, 2013]. En l'occurrence, le potentiel du marché de stockage des énergies renouvelables dans ces pays sera relativement important. La figure 3 visualise les prévisions réparties dans le monde.

La capacité de stockage nécessaire dans le monde en 2050 est estimée entre 189 GW et 305 GW, correspondant à un taux de variation de la production des énergies renouvelables de 15 % à 30 % respectivement [IEC, 2013]. La capacité totale de stockage actuelle (principalement l'hydraulique) étant de 100 GW, un doublement ou un triplement de moyen de stockage sera nécessaire.

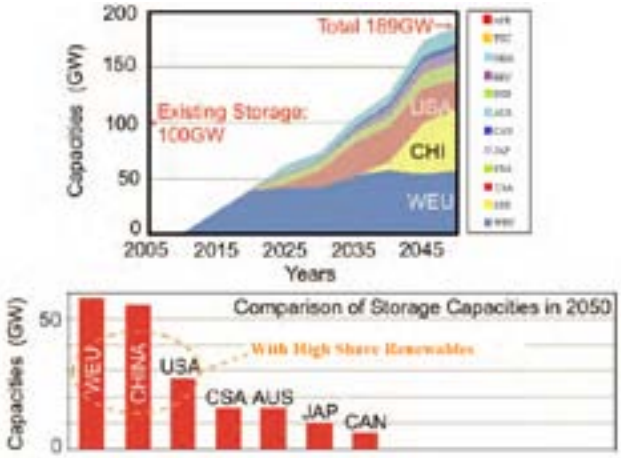

Figure 3 : la capacité de stockage nécessaire dans le monde en 2050 [IEC, 2013].
WEU : Western European Union (Union de l'Europe de l'ouest) ; CHI : Chine ; USA : États-Unis

1.3. Le coût des énergies renouvelables

Alors que le coût d'investissement d'un cycle combiné au gaz naturel en 2011 était inférieur à 9 €/MWh, il est actuellement compris entre 70 et 80 €/MWh pour l'éolien et 121 €/MWh pour le photovoltaïque [Commission Energies, 2013].

La technologie éolienne est proche de la maturité et largement diffusée dans le monde avec 200 GW de capacités installés en 2011 dont plus de 6,6 GW en France. Le coût de cette technologie dépend principalement de l'emplacement géographique. Par exemple, aux États-Unis, l'électricité d'origine éolienne coûte 50 €/MWh grâce aux zones qui assurent l'équivalent de 3 000 h de vent pleine puissance. Alors qu'en France, avec en moyenne l'équivalent de 2100 h, le tarif d'achat pour l'éolien terrestre est fixé à 82 €/MWh hors surcoût lié à l'intermittence et au renforcement du réseau [Commission Energies, 2013]. En un peu plus de 20 ans, le coût du MWh éolien a diminué de près de 90 % (380 € en 1980) [Lopez, 2010]. En outre, l'éolien progresse rapidement et son coût se rapproche de celui des énergies conventionnelles.

Pour le photovoltaïque, en France, les tarifs d'achat se situent aujourd'hui entre 220 et 380 €/MWh pour l'intégration au bâtiment (selon la taille et le

type d'intégration ou du bâtiment d'implantation). Pour les centrales au sol, il existe un tarif à 110€/MWh, complété par un dispositif d'appel d'offre qui pourrait voir émerger des tarifs plus élevés [Commission Energies, 2013]. Les prix des panneaux photovoltaïques baissent d'environ 4% par an depuis 15 ans grâce aux effets de série [Lopez, 2010]. Le coût est lié aux quantités de matériaux utilisés et leur prix ainsi que le rendement des procédés de production dont l'amélioration est primordiale.

Les coûts futurs de la production électrique à partir des énergies renouvelables dépendent des scénarios proposés et des hypothèses imposées, bien qu'ils s'appuient tous sur les mêmes prévisions d'évolution démographique et économique. Dans le scénario AIE, par exemple, où on considère une croissance débridée de la demande, l'augmentation du prix des combustibles fossiles et le coût des émissions de CO_2, l'augmentation du coût total de la production électrique passera de 859,3 milliards d'euros (1 130 milliards de dollars US) par an en 2003 à plus de 3 270,4 milliards d'euros (4 300 milliards de dollars US) par an en 2050 [EREC, 2013]. En revanche dans le scénario «révolution énergétique», on a supposé une stabilisation du coût de l'énergie et une amélioration de l'efficacité énergétique. Le coût des énergies renouvelables a donc augmenté de 859,3 milliards d'euros (1 130 milliards de dollars US) par an en 2003 à 1 901,4 milliards d'euros (2 500 milliards de dollars US) par an en 2050 [EREC, 2013].

2. Système de stockage de l'énergie électrique

2.1. Classification des technologies de stockage de l'énergie électrique

Le stockage de l'énergie électrique consiste à convertir l'énergie électrique à partir d'un réseau d'alimentation en une autre forme d'énergie plus facilement stockable. Le processus inverse (le déstockage), permet de transformer l'énergie stockée en électricité. L'opération stockage/déstockage forme «un cycle».

Les systèmes de stockage de l'électricité peuvent être classés en trois catégories: mécanique, électrochimique et électrique (figure 4).

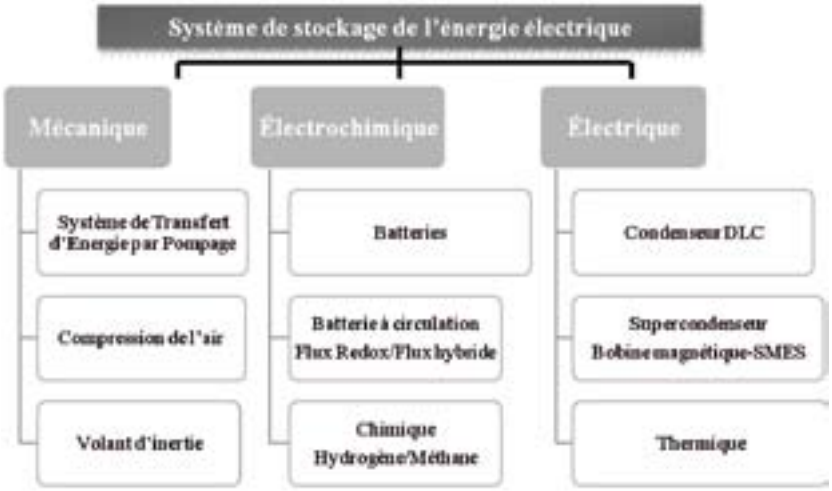

Figure 4: classification des systèmes de stockage de l'énergie électrique

Le stockage mécanique regroupe les moyens de stockage à grande échelle : le transfert d'énergie par pompage d'eau (STEP) et la compression de l'air (CAES) ainsi que les volants d'inertie. Il inclut donc tout type de stockage d'énergie potentielle ou cinétique.

La voie électrochimique est représentée par les batteries ayant de nombreuses applications quotidiennes qui concernent : véhicules, téléphones portables… Cette voie inclut aussi les batteries à circulation qui reposent sur le même principe que les batteries classiques mais dont les solutions actives sont stockées dans des réservoirs séparés. Ce type de batterie permet de gérer la capacité énergétique indépendamment de la puissance.

Le stockage chimique consiste en l'utilisation de l'électricité pour la formation d'une molécule qui a ensuite la capacité de restituer de l'énergie, c'est le cas de l'hydrogène, du méthane et du méthanol.

Certains systèmes permettent de stocker l'énergie directement sous forme électrique. Il s'agit du stockage électrostatique et magnétique, les condensateurs, qui permettent d'accumuler les électrons et les SMES (*superconduction magnetic energy storage*) qui convertissent l'énergie électrique en énergie magnétique en sont des exemples.

Il y a, également, le stockage thermique qui permet de stocker l'énergie sous forme de chaleur latente ou de chaleur sensible. Il s'agit du stockage

de froid (liquides cryogéniques, glace) et du chaud (accumulateur de vapeur, sels fondus…). La description des différentes technologies de stockage est présentée ci-après.

2.2. Description des technologies de stockage de l'énergie électrique

2.2.1. Systèmes de stockage mécaniques

Système de stockage par hydro-pompage (HPS : Hydro Pump Storage) ou Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) : ce système utilise deux réservoirs d'eau à des hauteurs différentes. L'eau est pompée dans les périodes creuses du bas en haut (chargement). En cas de besoin d'électricité, l'eau passe du haut au bas et fait actionner une turbine liée à un générateur (déchargement) (voir figure 5). Pour le réservoir supérieur, des barrages peuvent être utilisés et pour le bas, des puits des mines ou des lacs-réservoirs peuvent être utilisés.

Cette technologie existe depuis longtemps, les premières applications en Italie et en Suisse remontent à 1890. À partir de 1933, les turbines/pompes réversibles étaient disponibles. La décharge dure de quelques heures à quelques jours [IEC, 2013]. L'efficacité de cette technologie est de 70 % à 85 %.

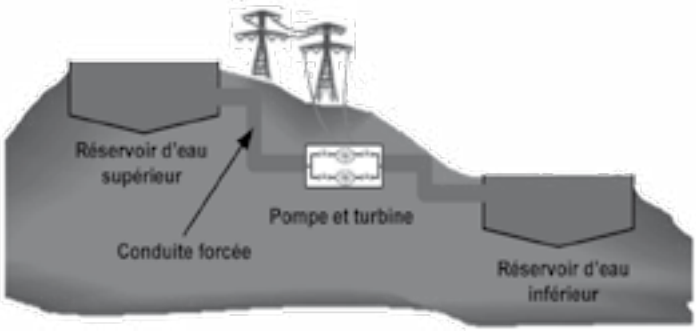

Figure 5 : Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)

Cette technologie est la plus connue en stockage à grande échelle avec 90 GW comme puissance installée dans le monde annuellement [Camara, 2011]. L'avantage de cette technologie est sa grande durée de vie et la stabilité de son cycle. L'inconvénient est sa limitation géographique. En effet,

il est indispensable de trouver un site géographique adapté permettant l'installation de deux bassins superposés, ce qui rend la construction de nouvelles STEP difficile et coûteuse [Enea Consulting, 2013].

L'air comprimé (CAES) : l'électricité est utilisée pour comprimer l'air et le stocker dans des cavités naturelles, des mines abandonnées ou des réservoirs (comme ceux de propane) (chargement). En cas de besoin de l'électricité, cet air est mélangé avec le gaz naturel pour faire actionner une turbine à gaz. La première unité commerciale avec une capacité de 290 MW a été opérationnelle en 1978 en Allemagne [IEC, 2013]. Une installation de 2700 MW était prévue à Norton en Ohio en 2012. Cette technologie a une efficacité de 45 % [Camara, 2011].

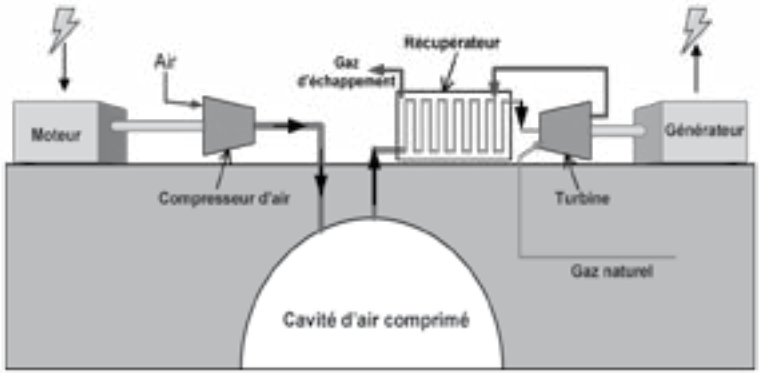

Figure 6 : stockage par air comprimé

L'avantage de cette technologie est sa grande capacité. Son inconvénient est l'instabilité du cycle, ainsi que la limitation géographique des lieux. Un CAES adiabatique est en cours de développement. Il consiste à récupérer la chaleur dégagée pendant la compression de l'air et à la réutiliser pour son expansion. Ainsi, l'efficacité énergétique est améliorée et peut atteindre 70 %.

Volant d'inertie (FES : Flywheel Energy Storage) : il fait appel à l'énergie cinétique (rotation du rotor). L'électricité est utilisée pour faire tourner le volant. Le chargement augmente quand la vitesse du volant est grande. Ce volant est lié à un appareil de transmission (moteur/générateur) qui assure la conversion entre l'énergie électrique et celle mécanique. Pour le déchargement, l'opération est inversée, la vitesse est réduite en produisant l'électricité par le biais du même appareil de transmission.

Cette technologie existe depuis 1970. Les volants d'inertie les plus développés ont des rotors fabriqués avec des filaments de carbone à haute résistance, suspendus sur des paliers magnétiques, et tournant à une vitesse de 20 000 à 50 000 tours par minute dans une enceinte sous vide [IEC, 2013] (voir figure 7).

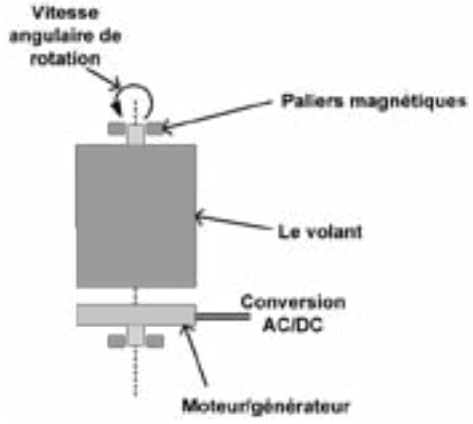

Figure 7: principe du volant d'inertie

Les avantages des volants d'inertie sont la bonne stabilité du cycle, une longue durée de vie, peu d'entretien et une densité de puissance élevée. Toutefois, les volants ont un niveau élevé d'autodécharge à cause de la résistance de l'air pour les versions en air et les pertes par des frottements sur les paliers ou les roulements. Ils ont aussi un rendement en courant faible [Five minute Guide, 2012]. Des dispositifs commerciaux existent et sont proposés par « Beacon Power Systems ».

2.2.2. Systèmes de stockage électrochimiques

Le stockage électrochimique est représenté par des batteries. La plupart de ces technologies sont matures pour des applications industrielles. Les batteries sont constituées de deux électrodes, l'une positive (la cathode) et l'autre négative (l'anode) séparées par un électrolyte. Des réactions électrochimiques d'oxydoréduction interviennent à l'interface des électrodes. À l'anode (électrode négative en décharge), la réaction d'oxydation a lieu selon :

$A_1 \rightarrow A_1^{n+} + n\ e^-$ A_1 est l'espèce active de l'anode.

Les électrons libérés migrent vers la cathode (électrode positive en décharge) dans le circuit extérieur. La réaction de réduction réalisée au niveau de la cathode est la suivante :

$A_2^{n+} + n\,e^- \rightarrow A_2$ A_2 est l'espèce active de la cathode.

Le transport des espèces ioniques mises en jeu ont lieu dans l'électrolyte. La réaction globale d'oxydoréduction s'écrit :

$A_1 + A_2^{n+} \rightarrow A_1^{n+} + A_2$

La figure 8 illustre le fonctionnement d'une batterie.

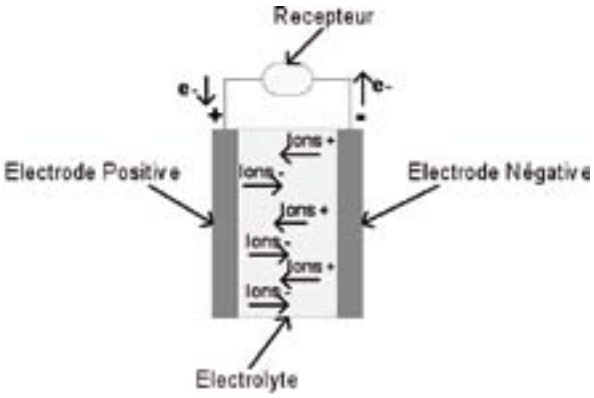

Figure 8 : principe d'une batterie

Les différentes batteries matures sont décrites ci-après :

Batteries plomb-acide (LA : Lead acid) : développées commercialement depuis 1890, elles ont une durée de vie de 6 à 15 ans avec 1500 cycles, une efficacité de 80 % à 90 % et un bon rapport coût/performance. Un accumulateur au plomb est constitué de cellules, dont la tension qui dépend de l'état de charge est de l'ordre de 2 V. Ces cellules peuvent être montées en série, de façon à conférer à l'accumulateur une tension de 6, 12, 24 V et au-delà [Five minute Guide, 2012]. L'électrode positive est à base de dioxyde de plomb (PbO_2) alors que l'électrode négative est à base de plomb métal. L'électrolyte est une solution aqueuse d'acide sulfurique, H_2SO_4.

Toutefois, ces batteries ont une faible densité d'énergie et leur capacité utilisable diminue lorsque la décharge est faite à puissance élevée [Dillenseger, 2004]. De plus, le plomb est un produit dangereux interdit ou limité dans différentes juridictions.

Batteries de Nickel-cadmium : elles sont commerciales depuis 1915 et ont une grande densité de puissance et de nombre de cycles. Elles sont les seules capables d'opérer entre -20°C et -40°C [IEC, 2013]. Il y a deux types de batteries Ni-Cd : les batteries spiralées qui ont une capacité comprise entre 10 mAh et 15 Ah, et les batteries stationnaires ouvertes avec une capacité supérieure à 1000 Ah [Camara, 2011].

À cause de la toxicité du cadmium, ces batteries ne sont utilisées que pour des applications stationnaires. Après 2006, elles ont été interdites aux consommateurs et remplacées par les Ni-métal hybride (Ni-MH). La différence entre les NiMH et les NiCd concerne l'électrode négative qui est composée d'hydrogène absorbé dans un alliage métallique au lieu du cadmium et la densité d'énergie qui est plus importante. Les batteries NiMH scellées sont utilisées dans la plupart des véhicules hybrides disponibles sur le marché car elles sont robustes et beaucoup plus sûres que les batteries Li-ion [AVEM, 2014].

Batteries au Lithium : elles sont devenues le moyen de stockage le plus important pour les applications mobiles (ordinateur, téléphone, bicyclette électrique et voiture électrique) en 2000. Elles ont un potentiel de 3,7 V ce qui remplace 3 batteries de Ni-Cd qui n'ont que 1,2 V [IEC, 2013]. Néanmoins, leur durée de vie n'est que de 2 à 3 ans [Thechno-science, 2013].

On distingue trois types de batteries au Lithium : Lithium métallique qui est de moins en moins utilisé pour des raisons de sécurité, Lithium-ion et Lithium-polymère. Les accumulateurs Lithium-ion présentent l'avantage d'avoir une densité d'énergie spécifique et volumique élevée (4 à 5 fois plus que le Ni-MH par exemple), ainsi qu'une faible autodécharge. En revanche, ses électrodes sont très réactives et se dégradent (elles sont thermiquement instables et génèrent la production de l'oxygène) d'où l'utilisation indispensable d'un électrolyte aprotique (un sel LiPF6 dissous dans un mélange de carbonate) et d'un contrôleur [Thechno-science, 2013]. Les Lithium-polymère ont une énergie massique élevée (de l'ordre de 15 kWh/ kg) [Labbé, 2006]. Le développement à une plus grande échelle

est entravé par le prix trop élevé. D'autres batteries : air-méthal, sulphure de sodium, Na-Ni-Chloride sont encore au stade de la recherche.

Batteries à circulation d'électrolyte : ce type de batterie a la particularité d'avoir un électrolyte stocké dans des réservoirs à l'extérieur et pompé dans la cellule électrochimique qui permet de convertir directement l'électricité en énergie chimique et vice versa. La puissance est définie par la taille et la configuration de la cellule électrochimique ainsi que la taille des réservoirs de l'électrolyte. Elle permet de stocker des MW durant des jours. Les électrolytes utilisés sont à base de NaBr (sodium-brome), PSB (Bromure de polysulfure), ZnBr (zinc-brome) et VBr (vanadium-brome). On peut distinguer deux types : batterie à circulation redox et batterie à circulation hybride. La figure 9 décrit le principe de fonctionnement de ce type de batterie.

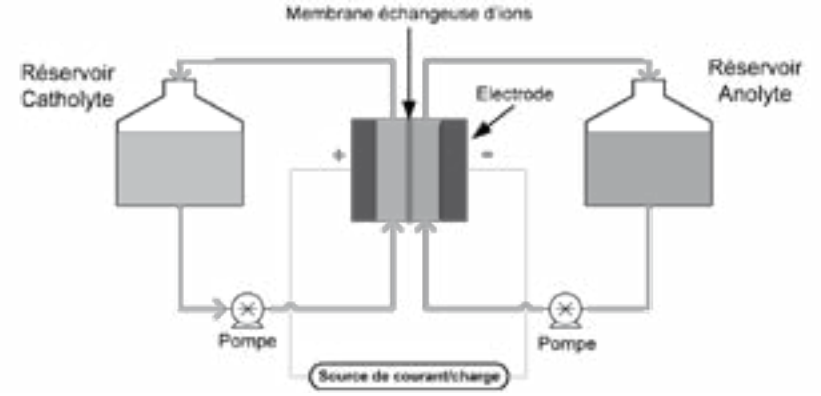

Figure 9 : principe d'une batterie à circulation

Dans les batteries à circulation Redox, deux électrolytes liquides contenant des ions métalliques dissous sont pompés au côté opposé de la cellule électrochimique. Les électrolytes dans la partie négative et positive sont appelés anolyte et catholyte respectivement. L'anolyte et le catholyte s'écoulent à travers des électrodes poreuses séparées par une membrane qui permet le passage des protons. Ces batteries peuvent être rechargées en alimentant la cellule électrochimique par un nouveau flux d'électrolyte. Cependant, ces batteries n'ont pas suffisamment de densité d'énergie pour l'électricité mobile.

Les batteries à circulation hybride sont l'amalgame de la cellule électrochimique ordinaire (avec stockage intérieur) et celle Redox (stockage