

STOCKAGE D'ENERGIE EN RESEAU – APPLICATIONS ET OPPORTUNITES

C. Levillain, E. Serres, D. Chantelou, C. Bonety, A. Marquet

Electricité de France – Direction des Etudes et Recherches

1, Avenue du Général de Gaulle, F-92141 Clamart Cedex (France)

Tel : + 33 1 47 65 31 91 – Fax : + 33 1 47 65 59 28 – E-mail : Clotilde.Levillain@edfgdf.fr

RESUME

Depuis plusieurs années, le monde de l'énergie connaît de très marquantes évolutions. La croissance de la consommation s'est fortement ralentie. Les électriciens connaissent des difficultés grandissantes pour développer les réseaux. Enfin le processus de dérégulation en cours modifie sensiblement les équilibres et les pratiques antérieures. La recherche d'une souplesse et flexibilité accrues du système électrique, la satisfaction de besoins de plus en plus ciblés et diversifiés exprimés par les clients constituent aujourd'hui un axe majeur des stratégies mises en œuvre. Ce nouveau contexte recèle des opportunités pour l'utilisation de stockage d'énergie en réseau.

A la suite d'une revue des applications du stockage d'énergie en réseau mettant en œuvre différentes technologies, EDF s'est engagé dans une évaluation des créneaux les plus prometteurs. Cet article en présente une synthèse centrée sur les réseaux de distribution ou les réseaux de petite taille, traitant les applications en lien avec la production, l'exploitation du réseau et le client final.

INTRODUCTION

Le stockage d'énergie n'est pas chose nouvelle dans les réseaux électriques. Depuis fort longtemps, les électriciens ont eu recours aux stations de pompage-turbinage afin d'optimiser la puissance appelée sur les groupes de production et de mieux les répartir dans le temps. En dehors de ce stockage d'énergie gravitaire, il existe peu de références anciennes pour le stockage d'énergie directement sous forme électrique.

En effet, historiquement, le réseau de production-transport-distribution s'est structuré sur l'hypothèse très légitime qu'il n'existait pas de solution satisfaisante, en termes économiques, pour le stockage d'énergie électrique. En période de forte croissance des consommations et d'absence de problèmes particuliers quant au développement des réseaux, cette hypothèse s'est confirmée. Cependant, dans le contexte actuel de fort ralentissement de la croissance et des problèmes d'extension du réseau, le diagnostic précédent doit être plus nuancé. En outre, les technologies de stockage ont connu au cours des dix dernières années des progrès sensibles de leurs performances.

Enfin, sur la scène internationale, la naissance de projets et de démonstrations d'unités de stockage d'énergie de taille significative attestent de ces différentes évolutions.

Cet article en présente une revue synthétique centrée sur les réseaux de distribution ou les réseaux de petite taille,

traitant les besoins de la production, de l'exploitation du réseau et du fournisseur d'énergies pour le client final.

Sans recherche d'exhaustivité, cette démarche a pour objectif d'identifier à la fois les opportunités et les défis pour le stockage d'énergie dans les réseaux d'aujourd'hui et de demain.

STOCKAGE D'ENERGIE ET PRODUCTION

L'enjeu des applications du stockage au système de production d'énergie est d'améliorer la gestion des unités à la fois sur les plans économique, technique (performances dynamiques et statiques), sans oublier l'optimisation de la sécurité du système global.

Report de production

Dans les systèmes électriques, la consommation fluctue selon plusieurs échelles de temps: journalière, hebdomadaire, saisonnière. Des efforts de nivellement de la charge correspondante sont entrepris par les électriciens, afin d'optimiser le fonctionnement de leurs moyens de production, dont certains, comme les centrales nucléaires, ne peuvent répondre à de fortes modulations de la puissance produite. Cependant, un écart subsiste toujours entre les besoins de consommation par la clientèle et la production: heures pleines et heures creuses, saisons hautes et basses...Par conséquent, l'excédent d'énergie produite aux heures creuses est stocké et restitué aux heures de pointe, conduisant ainsi à des réductions des coûts de production à la pointe, pourvu que les rendements de transformation de l'énergie soient favorables. Les technologies de stockage concernées sont capables de stocker de grandes quantités d'énergie. Les constantes de temps du stockage sont de l'ordre de l'heure.

Il s'agit de stations de pompage hydraulique ou de stations de gaz comprimé. Les unités de stockage existantes sont gérées par les grandes compagnies d'électricité et correspondent à des applications de stockage centralisé, dans la gamme 20MW-500MW, voire 2000MW !

Production par énergies renouvelables

On peut trouver 2 grands types de centrales de production par énergies renouvelables (solaire, éolien): celles raccordées au réseau général et celles alimentant un micro-réseau. Le recours au stockage d'énergie prend tout son sens lorsque la puissance du réseau alimenté est du même ordre de grandeur que celle de la centrale.

D'une part, l'unité de stockage permet d'assurer une meilleure autonomie d'alimentation en puissance du micro-réseau, au-delà des périodes où l'énergie est produite. Il est

alors nécessaire de stocker la puissance appelée (de quelques dizaines de kW à quelques MW selon la taille du réseau alimenté) en moyenne durant quelques minutes à quelques jours selon la présence ou non d'un groupe de production d'appoint (diesel le plus souvent).

D'autre part, un dispositif de stockage assure un tampon lors des échanges de puissance entre la centrale de production et le réseau. On peut ainsi mieux maîtriser les problèmes de stabilité, de perturbations de type harmoniques ou flicker. Dans ce cas, la puissance du dispositif de stockage doit être du même ordre que celui de la centrale. L'autonomie peut en revanche n'être que de quelques secondes à quelques minutes. [1]

Sécurité ou secours du système

Lors d'écroulement partiel du réseau, il est nécessaire d'assurer à la fois l'alimentation des téléalarmes, des télécommandes, le fonctionnement des protections du système et le redémarrage des unités à l'arrêt ou ilotées.

La première des fonctions est assurée le plus souvent dans les centrales de production et les postes par des accumulateurs électrochimiques au Plomb ou au Cadmium-Nickel. L'autonomie recherchée est d'environ 20 minutes à 1 heure. Les puissances en jeu atteignent quelques dizaines, voire centaines de kW.

La seconde application requiert des puissances de quelques kW à quelques centaines de kW pour aider le redémarrage des auxiliaires des groupes.

Dans ces cas, il est nécessaire de disposer de matériels de haute fiabilité, dotés de densité d'énergie significative. Ainsi, des vérifications sont périodiquement menées sur ces systèmes le plus souvent redondants afin de garantir leur bon fonctionnement.

A l'examen de ces cas, il apparaît clairement que les filières à forte densité d'énergie présentent de sérieux avantages techniques. Les performances économiques, non moins importantes, décident de l'ampleur du marché.

Aujourd'hui, la majeure partie des sites hydrauliques permettant d'assurer du pompage-turbinage est équipée et utilisée en Europe, aux Etats-Unis, au Japon. Un potentiel important est encore inexploité en Asie, en Afrique. Les autres filières technologiques de stockage sont à ce jour peu répandues pour des raisons infrastructurelles ou tout simplement économiques.

Les accumulateurs électrochimiques sont mis en œuvre à des fins de protection. Cependant, leurs coûts d'investissement, de maintenance et d'exploitation restent encore élevés, leur fiabilité à parfaire de sorte que les producteurs s'efforcent de trouver d'autres méthodes.

STOCKAGE D'ENERGIE ET EXPLOITATION DU RESEAU

Dans les évolutions institutionnelles actuellement en cours, les électriciens recherchent les moyens de préserver leur compétitivité tout en offrant les services nécessaires à leur développement dans le système. Ainsi, les méthodes permettant d'assouplir le fonctionnement du système

électrique, d'en lever les contraintes techniques et économiques sont les bienvenues. L'objectif prioritaire est aujourd'hui d'exploiter le système au plus près de ses capacités, de reporter les investissements.

Stabilité des réseaux

Les grands réseaux dotés de lignes de grandes longueurs tels les réseaux Nord Américains connaissent périodiquement des problèmes de stabilité dynamique ou transitoire. Des réseaux de taille plus modeste alimentés par des groupes de production de forte puissance raccordés en antenne connaissent également des problèmes du même type. Des dispositifs de stockage d'énergie permettent alors de réguler les fluctuations de puissance, de mieux gérer les incidents sur les ouvrages de transport évacuant la puissance. Des échanges rapides de puissances active et réactive peuvent régler le problème. Les gammes de puissances considérées vont de quelques MW pour des groupes de forte puissance raccordés en antenne à quelques dizaines de MW pour réguler les échanges de puissance le long des grands couloirs. L'autonomie du stockage reste inférieure à 30 secondes. On recherche donc ici des dispositifs de stockage dotés de fortes densités de puissance et d'une très bonne cyclabilité.

A titre d'exemple, citons la démonstration par Bonneville Power Authority d'un stockage d'énergie magnétique par bobine supraconductrice (usuellement appelé SMES) de 30MJ et 10MW. Ce système mis en œuvre durant 1983 permettait d'amortir des oscillations de puissance de 0.35 Hz. Malgré son efficacité technique, les coûts d'exploitation de ce dispositif prototype était prohibitif (réfrigération). On mesure bien l'importance du paramètre économique dans toute mise en œuvre de stockage.

Cependant le recours au stockage d'énergie n'est pas le seul moyen de lutter contre ces phénomènes. Tout d'abord, la présence de régulateur de puissance, telle une liaison à courant continu, peut lever significativement les contraintes. Des systèmes de compensation flexibles (FACTS) peuvent aussi jouer ce rôle avec de sérieux avantages économiques [2].

Enfin, il est aussi possible de moduler la puissance échangée entre le réseau et les générateurs au moyen d'alternateurs à vitesse variable [3].

L'arbitrage entre ces divers solutions s'opère en valorisant l'environnement et les matériels existants, en adaptant le réseau après optimisation des contraintes techniques et économiques [4].

Réglage de la fréquence

Il existe différents niveaux de contrôle de la fréquence. Le plus couramment utilisé, réglage primaire, correspond à l'ajustement de l'équilibre instantané entre production et consommation. Des ressources (réserves secondaire et tertiaire appelée réserve tournante) sont sollicitées par le gestionnaire du réseau en cas d'avaries de groupes de production majeurs. Le réglage primaire fait appel pour cela à une réserve mobilisable sous 1 seconde. Puis le réglage secondaire intervient, la réserve de production est,

quant à elle, disponible en 2-3 mn. Enfin le réglage tertiaire prend le relai, au delà de 5 mn.

Le volume de réserves primaire et tournante comparés à la puissance de pointe dépend de la taille du réseau. Ainsi, pour des réseaux fortement interconnectés, tel l'UCPTE, ce taux a été récemment revu à la baisse et a été dimensionné en tenant compte de la puissance d'un groupe majeur et de la puissance démarrée. Pour la France, cela correspond à 1.5 à 2% de la puissance démarrée. Pour des réseaux de petite taille (de type insulaire), l'avarie d'un groupe a des conséquences importantes sur la stabilité du réseau. Il est parfois nécessaire de prévoir des ratios bien supérieurs, pour éviter un délestage massif en cas d'avarie, comme le montre le tableau 1.

Tableau 1: Réalisations ou de projets d'unités de stockage utilisées pour fournir une réserve tournante.

Site	Technologie	P (MW)	Autonomie	Préserve/Pmax
PREPA Puerto Rico	Batterie	20	40 mn	300/2500 =12%
BEWAG Berlin	Batterie	17	20 mn	54/2700 =2%
Anchorage MP&L	SMES	30	1 mn	30/600 =5%
Metlakatla Alaska	Batterie	1	1 h	1/3.5 =30%

Les technologies de stockage mobilisables très rapidement à de forts niveaux de puissance sont envisageables pour la réserve primaire, telles les SMES, le stockage inertiel, voire les batteries. La puissance requise se situe dans la gamme de 1 à 10MW, pour les réseaux de petite taille [5,6].

Les filières à constantes de temps plus grandes sont plus adaptées aux réglages secondaire et tertiaire, telles les stockages hydraulique, de gaz sous pression et les batteries. Les couples puissance-énergie mises en jeu sont de l'ordre de 1 à 50 MW sur des durées de 0.5 à 1 heure pour les réserves tournantes de petits réseaux, pouvant aller jusqu'à quelques centaines de MW durant quelques heures pour les applications à des réseaux plus importants.

Des évaluations économiques comparatives font état de possibles opportunités d'applications d'unités de stockage pour des besoins de réglage de fréquence [4,7,8,9]. Ainsi l'électricien de Puerto Rico (PREPA) a fait état de gains économiques possibles avec le recours à des accumulateurs électrochimiques au Plomb comparé à la production thermique classique. Ces conclusions sont bien-sûr fortement liées à la dynamique de réduction des coûts attendue pour les systèmes de stockage.

A titre de comparaison, mentionnons une autre technologie susceptible de satisfaire les besoins de régulation de la fréquence: les alternateurs hydraulique à vitesse variable. On peut ainsi moduler la puissance absorbée depuis le réseau en mode pompage (stockage d'énergie) pour dégager

des ressources pour le réglage primaire. Le site de Ohkawachi (géré par la KEPCO) au Japon est une illustration de ce principe [10]. Dans ce cas, les groupes hydrauliques à vitesse variable viennent se substituer à des groupes thermiques dédiés à cette tâche en période creuse.

Lissage de la charge

L'acheminement futur de puissance en période de pointes au cœur des mégapoles japonaises pose de sérieux problèmes. La croissance de la consommation, même si elle s'est sensiblement atténuée récemment, reste forte. L'apport local de production est difficile du fait des contraintes environnementales et des fortes densités de population. Le renforcement du réseau doit être systématiquement souterrain conduisant ainsi à des coûts très élevés.

Une alternative d'alimentation est en cours d'évaluation au Japon. La démarche consiste d'une part à encourager les économies d'énergie, le stockage d'énergie chez les particuliers, mais aussi à lisser la courbe de charge au poste source. La puissance appelée sur le réseau en amont du poste est écrêtée. Le complément nécessaire à la consommation est fournie aux périodes de pointes par un stockage d'énergie par batteries, qui se rechargent en période creuse [11]. L'objectif final est alors de reporter significativement un renforcement du réseau qui s'avère délicat à réaliser et fort coûteux. Le tableau 2 détaille les démonstrations en cours au Japon caractéristiques de la consommation nipponne qui connaît une pointe en été et dont la puissance consommée sur les 6 à 8 heures d'une journée varie peu (plateau). On aboutit donc à une décharge à puissance quasi-constante 8 heures durant et à une recharge continue la nuit.

L'électricien TEPCO reste confiant dans cette approche, fortement impliqué dans le développement de la technologie. Les coûts d'investissement actuels correspondent à environ 5 fois le seuil de rentabilité que le constructeur dit pouvoir atteindre par une extension significative du marché. Les coûts de production correspondent cependant à celui d'un moyen d'extrême pointe.

Table 2 : Démonstrations ou projets au Japon – NaS Batterie

Site	Puissance	Autonomie
Kawasaki	0.5 MW	8 h
Tsunashima	6 MW	8 h
Ohito	6 MW	8 h

Une évaluation similaire a été conduite dans quelques pays par le passé et remise à jour récemment [5]. La figure 1 présente le principe de base sur la courbe de charge correspondant à l'alimentation d'un poste source français.

Le contexte français de croissance de la consommation et de densité de population étant sensiblement différent du cas nippon, les conclusions de l'étude que nous avons menée se démarquent des précédentes [12]. Par exemple, la filière de stockage considérée au Japon, NaS, s'avère techniquement inadaptée au cas français du fait d'une décharge beaucoup plus irrégulière.

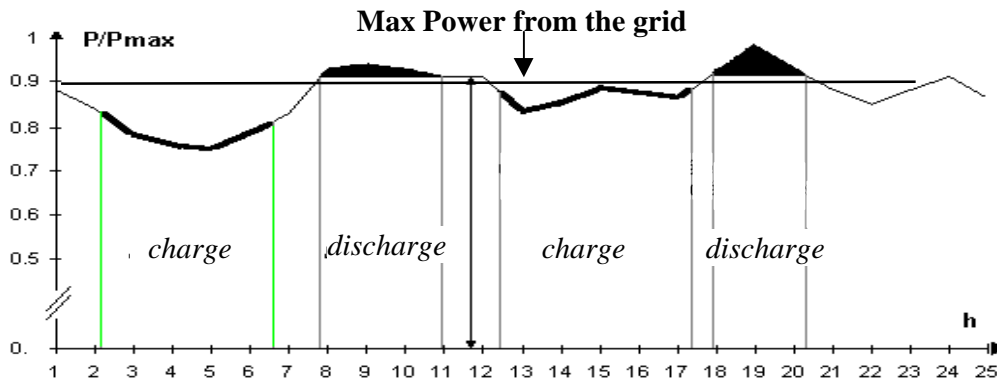


Figure 1: Courbe de charge représentative de la consommation nationale française. Principe du lissage de charge au poste source

Les batteries sans maintenance au plomb sont mieux ciblées. Cependant, les objectifs de coût résultant de l'étude aboutissent à la nécessité d'une réduction minimal d'un facteur 3 dans les cas les plus optimistes. Au vu du marché actuellement estimé, cette dynamique de coût paraît irréaliste à moins d'une rupture technologique forte non pressentie à ce jour.

Des opérations de démonstration ont été menées sur le plan international dans les années 1980 et début 1990 sur ce thème à des puissances moindres [4,5]. L'évolution des projets ne semblent pas infirmer les grandes tendances esquissées ci-dessus.

Soutien de tension en réseau

Les réseaux de type rural, desservant des zones étendues, ont bien souvent des départs de longueurs importantes. Des chutes de tension significatives en extrémité de départ sont observées aux périodes de pointe de la consommation, induisant parfois des dysfonctionnements de matériels ou des plaintes de clients. EDF a mené récemment une évaluation de dispositifs de stockage par batterie d'accumulateurs chimiques placés en réseau Basse Tension (BT) pour lever ces contraintes. Comme l'indique la figure 2, une injection de puissance active en extrémité de départ (point 3) permet de maintenir la tension du réseau dans la plage définie par la norme en vigueur. En gérant ainsi la tension pour limiter les contraintes, l'objectif est de différer de façon significative des investissements sur les réseau BT le plus souvent prévus pour résoudre ce type de problèmes. Cette étude a été menée sur 3 cas réels de départs BT, jugés représentatifs de départs en contrainte sur des problèmes de chute de tension. Ces départs sont situés en zones rurales ou industrielles.

L'évaluation menée tend à prouver que si la réduction recherchée de chute de tension reste modérée (autour de 2%, réduisant la chute de tension de 10% à 8%), le stockage par batteries permet de satisfaire à la nouvelle norme de variation de la tension et de repousser un renforcement du réseau de 5 à 10 ans pour des taux de croissance modérés (0 à 1 % par an). Sous des hypothèses réalistes des scénarii étudiés, « renforcement de réseau » et

« batteries », les gains moyens obtenus en comparant les stratégies restent modérés (de l'ordre de 10% du coût de la solution « réseau »). Cependant à l'échelle d'une région ou d'un pays dont une partie significative du réseau est en contrainte, la totalité des gains obtenus s'avère non négligeable. Les systèmes développent alors des puissances unitaires de quelques kW durant 1 à 2 heures.

En revanche, il apparaît clairement qu'envisager un système de batterie pour réduire plus fortement les chutes de tension est irréaliste. Un renforcement du réseau sera systématiquement la meilleure solution sur le plan économique.

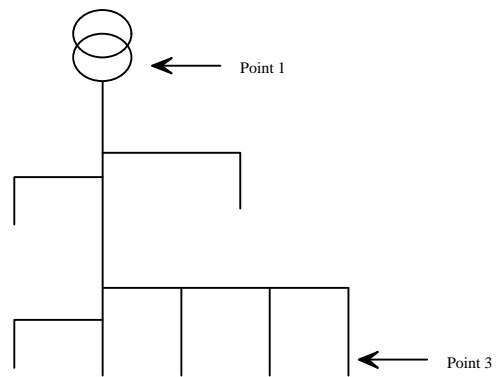


Figure 2 : Structure d'un départ basse tension

De plus, ces systèmes de stockage sont déplaçables au gré des besoins du réseau. Ainsi, on peut rapidement installer un tel dispositif sur un départ en contrainte. Il est ainsi plus facile d'adapter le réseau aux différentes évolutions de charge et de contraintes. A l'échelle d'une région, il est ainsi possible de gérer un parc de tels dispositifs.

Ces conclusions sont bien-sûr conditionnées à la mise en œuvre de batterie sans maintenance, de bonne fiabilité et cyclabilité. Ces hypothèses semblent réalistes aux niveaux de puissance envisagés. Ce point reste tout de même à confirmer par une démonstration en réseau.

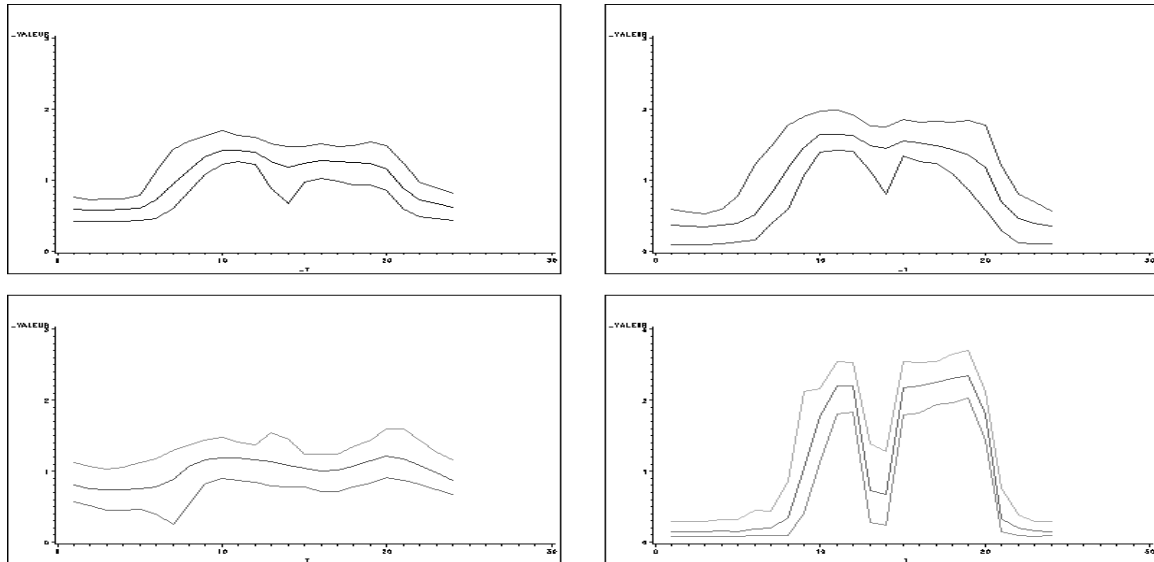


Figure 3: Profils-types de courbes de charge journalières de clients télérelevés en hiver 97-98. Il s'agit ici des courbes enveloppes et des courbes moyennes. 4 classes ont été déterminées. Profil modulé : 52% des clients (en haut à gauche), Profil très modulés : 16% des clients (en haut à droite), Profil faiblement modulé : 27% des clients (en bas à gauche), Profil très modulé avec rupture méridienne : 3% des clients (en bas à droite)

STOCKAGE D'ENERGIE ET FOURNITURE AUX CLIENTS

L'enjeu de ces applications est de pouvoir répondre aux besoins des clients de façon satisfaisante. Les demandes concernent la minimisation de la facture énergétique, l'externalisation de l'exploitation et de la maintenance des utilités, la fourniture d'une tension de qualité adaptée aux process et matériels.

Lissage de la courbe de charge pour optimisation tarifaire

La facture du client est essentiellement composée du coût de l'énergie, du montant de la prime fixe. La tendance observée depuis quelques années est la diminution des coûts énergétiques en rationalisant et optimisant la gestion du parc de production. La prime fixe est, quant à elle, plus directement liée au coût de développement de réseau qui permet d'acheminer la puissance jusqu'au client final. Ces réseaux sont dimensionnés afin de pouvoir passer les pointes de consommation dans des conditions de sécurité satisfaisantes. Ainsi tout report de la consommation des heures de pointes vers les périodes creuses permet de lever des contraintes sur le réseau et d'en différer les développements. Des efforts de rationalisation et d'étalement de la consommation sont réalisés conjointement entre le client et l'électricien. Le lissage de la courbe de charge du client peut être aussi mené de façon encore plus volontariste selon la même logique que celle présentée en Fig. 1. En limitant la puissance appelée sur le réseau, et en complétant les besoins de consommation par un dispositif de stockage, le client peut ainsi dans des conditions idéales de rendement du stockage et de régularité de sa courbe de charge diminuer sa prime fixe et établir un gain sur sa facture.

EDF a menée en 1997-1998 une campagne de mesures des courbes de charge de 200 clients industriels et tertiaires et

évalué l'intérêt d'une telle démarche sur le plan économique. Des paramètres réalistes ont ainsi été considérés pour les accumulateurs électrochimiques au Plomb sans maintenance pris en compte dans cette étude.

Tout comme pour l'étude faite au poste source, il est apparu délicat de dégager des gains significatifs sur la facture des clients. La prime fixe mesure en effet les coûts de développement du réseau. Quelques « niches » ont cependant été identifiées avec des gains potentiels limités: les clients présentant un usage très régulier et très prononcé aux heures de pointes. Là encore, le poids de l'investissement du dispositif de stockage est important.

Sur ce type d'applications, la fiabilité s'avère être un facteur déterminant: une défaillance de la batterie se traduit par un dépassement de la puissance souscrite dont la facturation peut rapidement annuler tout gain obtenu par ailleurs. Les niveaux requis de fiabilité (97-98%) sont importants, mais semblent accessibles au vu de l'état de l'art actuel et du choix de structures appropriées.

Finalement, il apparaît nécessaire d'associer au lissage de charge d'autres fonctions comme la qualité de fourniture permettant de dégager des gains supplémentaires.

D'autres types de stockage pourraient avantageusement être mis en œuvre pour les mêmes objectifs d'optimisation tarifaire tels le stockage de gaz pour des besoins de production locale, le stockage de chaleur ou de froid produit par de la cogénération ou trigénération.

Ajustement de la qualité délivrée aux besoins

Enfin, la dernière née, mais peut-être la plus prometteuse des applications du stockage d'énergie aux réseaux électriques concerne l'adaptation du niveau de qualité de la tension délivrée aux besoins du client. Les réalisations prototypes ou commerciales s'étendent sur la gamme de puissances de quelques centaines de kVA à environ 10 MVA. Les capacités de stockage vont de quelques

secondes (SMES, volant d'inertie, capacité) à quelques dizaines de minutes (batterie). Les technologies de stockage délivrent de l'énergie sous forme impulsionnelle pour compenser les creux ou coupures de la tension.

Ces systèmes alimentent les offres de services proposées aux clients « sensibles » par les électriciens. Afin d'optimiser leur gestion, la mutualisation d'unités auprès de plusieurs matériels sensibles ou de plusieurs clients, la relocalisation des matériels constituent des atouts majeurs. Les performances techniques des supercapacités font de ces systèmes de véritables out-siders pour ces applications [13]. Ces systèmes ont aujourd'hui de faibles puissances unitaires et des coûts encore très élevés.

La valorisation du stockage d'énergie utilisé pour garantir un bon niveau de qualité de la tension n'est pas aisée. Certains procédés de fabrication subissent en effet des dommages directs ou indirects difficiles à évaluer. Ainsi les estimations du coût de la non-qualité couvrent une large plage. Les coûts des dispositifs de stockage et les services rendus sont à comparer aux coûts des renforcements opérés sur les réseaux pour améliorer la qualité-tension, aux coûts consentis par le client pour insensibiliser son installation, à la non satisfaction du client qui peut ainsi changer de fournisseur ...

Table 3 : Unités de démonstrations dédiées à la Qualité tension

Sites Constructeurs	Puissance MVA	Autonomie	Technologie
Omnium-EPRI	2	10 s	Batterie
Vernon/GNB	5	10 s	Batterie
ASC/USA	1.4	3 MJ	SMES
IGC/USA	0.75	6 MJ	SMES
Piller/Germany	1.6	10 s	Flywheel

Le marché potentiel des dispositifs de stockage d'énergie maintenant la qualité de la tension délivrée à un niveau acceptable semble donc important [5]. Cependant, les produits commercialement disponibles de puissance allant de quelques centaines de kVA à 10 MVA ne sont pas légion. Leur dynamique de coût sera un élément majeur de leur déploiement. Le recours à des moyens de production décentralisée peut compléter cette offre, à condition d'être naturellement correctement dimensionnés.

OPPORTUNITES ET PERSPECTIVES

Les évolutions engagées dans le marché de l'énergie impliquent d'une part la recherche d'une souplesse et d'une flexibilité accrues du système électrique et d'autre part le développement de services nouveaux tant pour le réseau que pour les clients finaux. Ce nouveau contexte recèle de réelles opportunités pour le stockage d'énergie.

Les applications stationnaires de forte puissance et de grande autonomie sont aujourd'hui efficacement réalisées par les stations de pompage hydraulique. Pour des niveaux de puissances allant de quelques centaines de kW à quelques dizaines de MW sur des périodes horaires, telles

le lissage de charge, le réglage de la fréquence ou le soutien de tension, les dispositifs de stockage utilisant des interfaces à électronique de puissance ont des atouts certains en terme de flexibilité. Cependant, les coûts aujourd'hui pratiqués ne les justifient que dans des cas de contraintes extrêmes.

En revanche, les applications les plus proches du client final telle la qualité de la tension, l'optimisation tarifaire et le stockage de fluides énergétiques appropriés, semblent les plus prometteuses. EDF s'est d'ailleurs engagé de façon significative dans le développement de services à la clientèle : offre de service pour une qualité adaptée aux besoins, recherche de rationalisation de process, optimisation tarifaire.

La dynamique économique et la maturité technologique des matériels joueront un rôle déterminant dans leur déploiement. La loi du marché prendra là aussi toute sa force faisant émerger des fonctions et des matériels nouveaux.

REFERENCES

- [1] E. Jennings, "Potential for energy storage in electricity distribution systems", *Proc. IEA Workshop on SMES*, 1994, pp.35-43
- [2] EPRI, "West coast utility transmission benefits of SMES", Report, TR-104803, 1996
- [3] T.F. Netstli et al., « Voltage source inverters in adjustable speed hydro generators utilized as FACTS components », *Proc. PSSC'99*.
- [4] Martin Marietta Energy Systems, Inc., "The market potential of SMES in electric utility applications", *Report ORNL/sub/85-SL 889/1*
- [5] Sandia National Laboratory, "Battery energy storage for utility applications: Phase I - Opportunities analysis", *Sandia Report SAND94-2605*
- [6] X. Huang et al., "30MW Babcock and Wilcox SMES program for utility applications", *IEEE Trans. on Appl. Superconductivity*, vol. 5, N°2, 1995, p428
- [7] B.J. Kirby et al., "Ancillary services and the use of FACTS devices", *Proc. "The future of power delivery"*, Washington, 1996
- [8] EPRI, "Benefits of storage battery as spinning reserve", *EPRI Report AP-5327*
- [9] W. Torres et al., "Economic benefits of the PREPA 20MW battery energy storage facility", *5th International Conf. on Batteries for Utility Energy Storage*, 1995, Puerto Rico
- [10] S. Mori et al., « Commissioning of 400MW adjustable speed storage system for Ohkawachi hydro power plant », *Symposium Cigre*, Tokyo 1995, 520-04
- [11] E. Kodama et al., « Development of Compact NaS Battery », *Proc. EESAT'98, June 1998*, pp77-83
- [12] C. Levillain et al., « Energy storage in substations. Methodology and opportunities », *Proc. CIGRE symposium*, Neptun 1997
- [13] X. Andrieu, « Principe, caractéristiques et applications des supercondensateurs », *Proc EPF*, France 1996