

Gérer les énergies intermittentes pour la production d'électricité dans des îles

Par Bernard MAHIOU*

Les îles « électriques » françaises que sont les départements d'outre-mer et la Corse sont de petits systèmes électriques isolés faisant partie de la catégorie des zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental. Elles se caractérisent par une croissance importante de la consommation et un coût de l'électricité très élevé, largement subventionné grâce au dispositif de péréquation de l'électricité couvert par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Le développement des énergies renouvelables (ENR) intermittentes, surtout d'origine photovoltaïque (PV), y a été exponentiel depuis 2008 grâce à un fort soutien par des politiques publiques en termes d'objectifs, de tarifs d'achat et de règles de défiscalisation.

Au travers des nombreuses expérimentations en cours, les ZNI sont aujourd'hui de véritables laboratoires contribuant à anticiper les difficultés futures auxquelles seront confrontés les systèmes électriques interconnectés une fois que le taux des ENR intermittentes dans leur mix énergétique aura significativement progressé.

De quelles îles s'agit-il ?

Nous allons nous intéresser aux îles « électriques » françaises, c'est-à-dire à celles qui ne sont pas raccordées à un réseau électrique interconnecté continental (d'où l'appellation de « zone non interconnectée » – ZNI) et, qui, de par leur petite taille, présentent des spécificités en termes de gestion de leur système électrique. Nous nous focaliserons sur celles dont le modèle économique est caractérisé par la présence d'un opérateur électrique totalement intégré, de l'amont (la production) jusqu'à l'aval (la vente), qui agit comme acheteur unique (c'est-à-dire que seule la production est soumise à la concurrence) et qui vend l'électricité aux mêmes tarifs qu'en métropole au titre de la péréquation tarifaire.

Les territoires concernés sont, d'une part, la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Réunion et la Guyane (qui, bien que continentale, est une île « électrique »), pour lesquels l'opérateur est la direction des Systèmes Energétiques

Insulaires (SEI) d'EDF et, d'autre part, Mayotte, dont l'opérateur est Electricité de Mayotte (EDM), société détenue à 50 % par le Conseil Général, à 25 % par EDF et à 25 % par la SAUR.

En 2011, les caractéristiques principales de ces systèmes électriques étaient les suivantes : ces territoires se caractérisent par une forte croissance de la consommation d'électricité liée à une forte démographie et au rattrapage du niveau de vie se traduisant en moyenne par 3 à 5 % d'augmentation par an (10 %, à Mayotte) jusqu'en 2010. L'effet de la crise s'y fait néanmoins sentir pour la première fois en 2011 et 2012, avec un tassement de la croissance.

Un modèle économique basé sur la péréquation tarifaire

Les coûts de production de l'électricité sont particulièrement élevés dans les ZNI en raison notamment d'un mix

	Corse	Martinique	Guadeloupe	Réunion	Guyane	Mayotte
Puissance installée MW	550	470	490	760	290	90
Energie livrée GWh	2 130	1 580	1 700	2 750	840	260
Nombre de clients	230 000	190 000	220 000	320 000	55 000	38 000

Tableau 1 : Données chiffrées intéressant les îles « électriques » françaises.

énergétique basé majoritairement sur du thermique et de coûts élevés d'approvisionnement en combustibles fossiles. Le coût moyen de production de l'électricité est de l'ordre de 200 €/MWh, ce qui est très supérieur à la part production du tarif réglementé de vente.

L'article 5 de la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés publics du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie a instauré un dispositif de compensation des charges de service public supportées par les opérateurs à travers la contribution au service public de l'électricité (CSPE), payée par les consommateurs d'électricité. Ces charges concernent principalement la péréquation tarifaire des ZNI et les obligations d'achat, notamment des énergies renouvelables (EnR).

En ce qui concerne les ZNI, l'évolution de ces charges est en hausse très importante, comme le montre la figure 1 ci-dessous. L'écart s'est creusé très fortement avec le chiffre d'affaires généré par la vente d'électricité aux tarifs réglementés, cela est dû à l'augmentation de la consommation d'électricité et à celle des prix des combustibles fossiles. Il s'y rajoute, depuis 2010, la part des charges relative au rachat de l'électricité photovoltaïque aux producteurs privés, qui ne cesse de croître et qui représentera en 2013 un montant de CSPE de plus de 200 M€ pour 500 GWh, soit plus de 400 €/MWh (à comparer aux 60 €/MWh de compensation par la CSPE pour l'éolien). Le photovoltaïque représentera ainsi 13 % des charges CSPE, pour 5 % de l'énergie produite.

Une part des énergies renouvelables dans le mix déjà forte, mais contrastée

Les ZNI françaises se caractérisent par une forte part des EnR dans leur mix électrique. Celles-ci représentent 21 % du mix en 2011 et peuvent même se situer à 25 % en fonc-

tion de l'hydraulicité. Cette proportion est supérieure à celle prévalant en métropole (15 %) et dans la plupart des réseaux isolés étrangers.

Cette situation est cependant contrastée : alors que les EnR peuvent assurer 60 % de la consommation en Guyane (grâce au barrage de Petit-Saut) et 30 % à La Réunion, leur part est faible en Martinique et à Mayotte (4-5 %).

Il faut noter l'objectif très ambitieux assigné aux DOM par la loi Grenelle, qui est d'atteindre 50 % d'EnR en 2020 et l'autonomie énergétique en 2030.

Le photovoltaïque a émergé tardivement et la puissance raccordée s'est accélérée à partir de 2009. Cela s'explique par deux raisons :

- ✓ a) des tarifs d'obligation d'achat plus avantageux qu'en métropole et particulièrement attractifs puisqu'ils ont atteint 400 €/MWh pour les fermes au sol et entre 420 et 580 €/MWh pour le photovoltaïque intégré au bâti,
- ✓ b) des mécanismes de défiscalisation spécifiques à l'outre-mer ont encouragé les investissements productifs ; jusqu'à leur suppression par la loi de finances 2011, c'est plus de 250 M€ d'aides accordées à ce titre qui ont été versés en sus des tarifs d'achat.

Les contraintes apportées par les énergies intermittentes

Les contraintes apportées par les énergies intermittentes portent sur plusieurs aspects :

- ✓ la variabilité de la production,
- ✓ sa faible prévisibilité,
- ✓ la sensibilité des installations aux perturbations électriques (tension, fréquence, inertie),
- ✓ leur non participation aux services système.

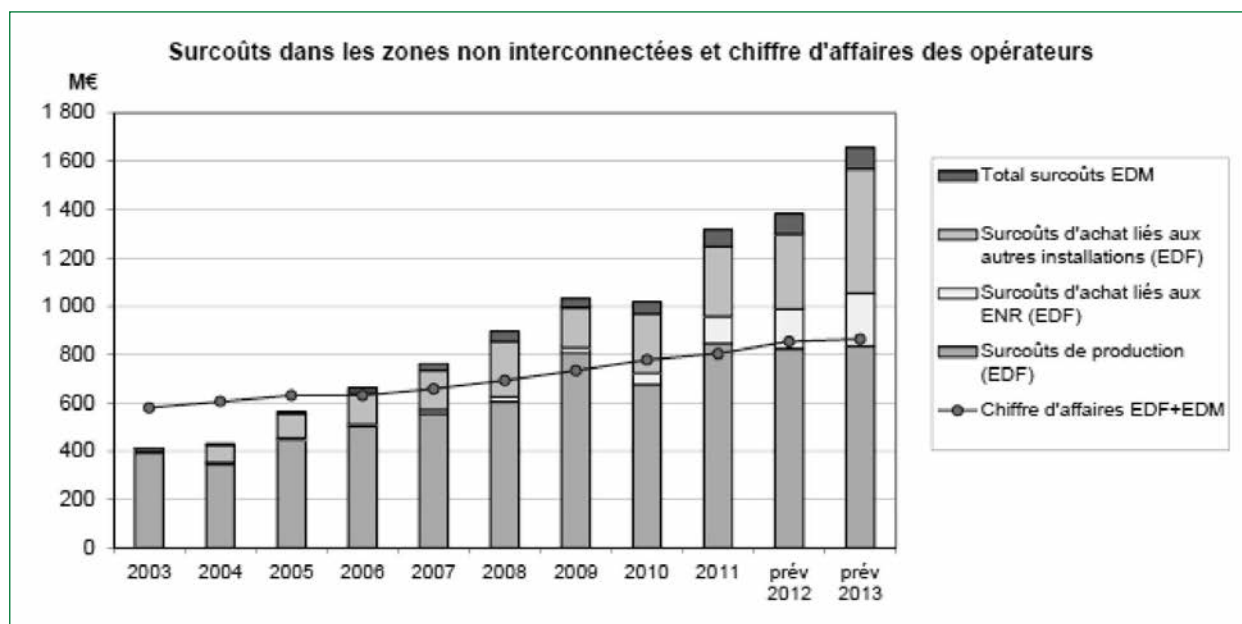


Figure 1 : Surcoûts dans les zones non interconnectées et chiffre d'affaires des opérateurs.

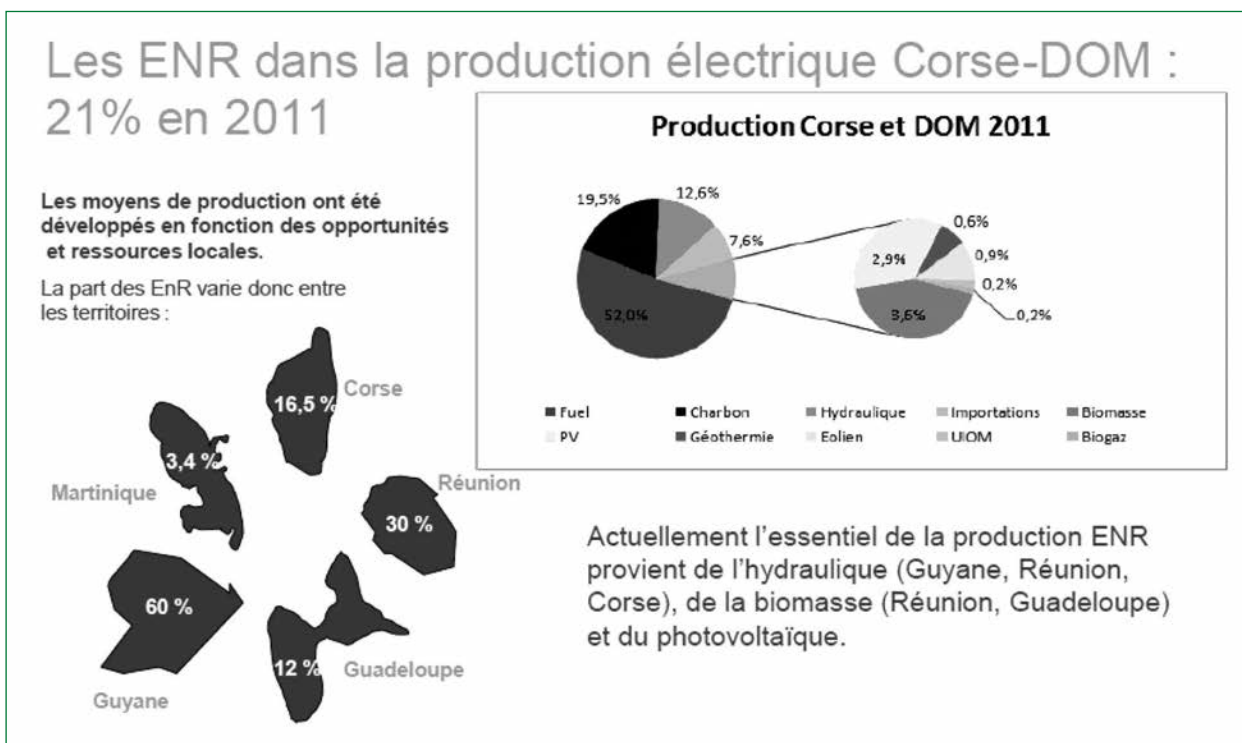


Figure 2 : Les EnR dans la production électrique Corse-DOM.

Les gestionnaires des systèmes électriques doivent satisfaire les besoins d'électricité des consommateurs tout au long de la journée. Or, ces besoins évoluent en permanence. Dans les systèmes insulaires, les besoins de puissance varient du simple au double entre, d'une part, le milieu de la nuit et, d'autre part, le jour et le soir.

Pour satisfaire ces besoins évolutifs, il est nécessaire de disposer de sources de production d'électricité maîtrisées par le gestionnaire du système électrique (des sources dites « *dispatchables* ») et dont la puissance soit garantie. C'est le cas des énergies fournies par les centrales thermiques et les centrales hydrauliques disposant d'un réservoir conséquent. Cela peut également être le cas de certaines ENR comme la biomasse, le biogaz avec stockage ou encore la géothermie. Toutes ces sources d'énergie primaire ont la particularité d'être facilement stockables (une cuve ou un hangar pouvant servir de lieu de stockage). Il suffit alors de puiser dans ce stock pour produire de l'électricité en fonction des besoins des consommateurs. Cela n'est pas le cas des énergies intermittentes comme l'éolien ou le photovoltaïque, dont la production est imposée par leur source d'énergie primaire (le vent ou le soleil), elle n'est donc pas contrôlable.

Un exemple de la production photovoltaïque cumulée de 3 sites de La Réunion sur une journée est illustré par la figure 3 (sont portées, en abscisses, les heures et, en ordonnées, les puissances exprimées en kW).

Il sera donc nécessaire de trouver des parades à cette forte intermittence, notamment en termes de prévisions de la production attendue et de lissage de l'électricité fournie, outre le développement des moyens de stockage. L'ensemble de ces investissements sont conséquents, mais

ils devront être accrus dans les années à venir afin d'améliorer l'insertion des ENR intermittentes dans les réseaux.

La sensibilité aux perturbations

Par définition, les réseaux des ZNI ne sont pas interconnectés à un grand réseau continental. Les gestionnaires de ces réseaux ont donc besoin de « services système » de plusieurs ordres :

- ✓ une régulation de fréquence et une réserve de puissance active qui permettent de réagir à une variation brutale de la source de production (ou de consommation),
- ✓ une participation à la « masse tournante » pour apporter de l'inertie au système et ralentir les variations de fréquence, le temps de faire jouer la régulation de fréquence,
- ✓ une régulation de tension et une réserve de puissance réactive qui permettent de maintenir la tension dans les plages prévues malgré les variations provoquées par les modifications de production ou de consommation,
- ✓ l'apport d'une puissance de court-circuit nécessaire au bon fonctionnement des protections sur le réseau contre les incidents,
- ✓ la capacité à s'iloter sur incident pour reprendre rapidement le service après le retour à un fonctionnement normal,
- ✓ la capacité à rétablir la tension sur le réseau après un incident grave.

La production d'énergie intermittente telle qu'elle se développe actuellement ne participe pas de ces services sys-

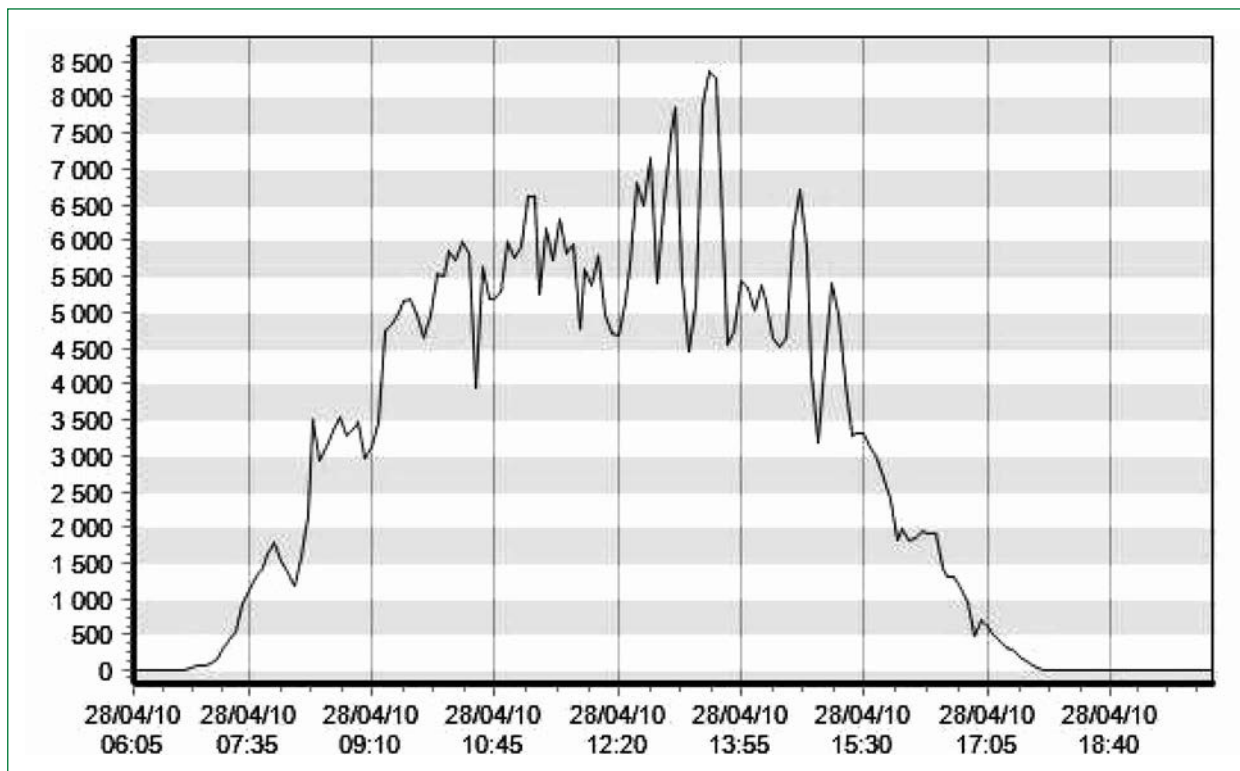


Figure 3 : Production photovoltaïque cumulée de trois sites de la Réunion (en abscisses, les heures, et, en ordonnées les puissances exprimées en kW).

tème, alors même que leur variabilité augmente le besoin en régulation de la fréquence et de la tension.

Le photovoltaïque a en outre la particularité de ne pas avoir de masse tournante, et donc pas d'inertie mécanique permettant d'amortir les variations de production ou de consommation. Le développement de cette source d'énergie peut se traduire par la mise en place de solutions palliatives pour compenser la baisse d'inertie du système électrique et le besoin supplémentaire en réserve primaire.

La limite des 30 % imposée à l'insertion des EnR intermittentes

Étant garant de la sûreté du système, le gestionnaire du réseau se doit d'éviter les coupures de toute nature, et notamment celles dues aux incidents de production. Il détient de ce fait la capacité de déconnecter les installations de production électrique à caractère intermittent (éoliennes et PV), lorsque leur puissance injectée dépasse 30 % de la puissance totale circulant sur le réseau.

Ces dispositions font l'objet de l'arrêté du 23 avril 2008. Elles sont issues d'un retour d'expérience d'EDF. Ce taux avait été retenu par le gestionnaire de réseau grec, au vu de son expérience en Crète. Il est cohérent avec de nombreuses études. Néanmoins, il ne saurait être compris comme étant un seuil de rupture. Le réseau peut présenter des instabilités importantes dès 20 % de puissance intermittente injectée, tout comme il peut parvenir à éviter le délestage même à 35 % de puissance d'origine intermittente, si celle-ci ne risque pas de s'effondrer.

Ce seuil d'insertion de 30 % est d'ores et déjà atteint (en fin d'année 2012) en Corse et dans tous les DOM (à l'exception de La Martinique et de la Guyane, où il est de 25 %.) Il est important de noter que le gestionnaire du système électrique est confronté à de véritables difficultés de gestion du réseau surtout en l'absence de moyens régulateurs, comme l'hydraulique ou les turbines à combustion (TAC) (ce qui est le cas à Mayotte).

Le cas de Mayotte : une île à la pointe des difficultés en matière d'insertion des EnR intermittentes

La situation du système électrique de Mayotte

L'équilibre offre-demande à Mayotte est assuré, en 2012, à 95 % par de la production thermique diesel. Le développement des EnR à Mayotte a démarré en 2008. À ce jour, le photovoltaïque s'est fortement développé pour atteindre en l'espace de trois ans le seuil limite d'injection des 30 %. Il restera durablement le principal potentiel de développement des EnR sur le territoire compte tenu de la faible potentialité des autres modes de production d'électricité.

Le nombre des installations de production photovoltaïque connectées au réseau de Mayotte a doublé tous les ans depuis 2008, pour atteindre le nombre de 70 à la fin octobre 2012 (dont deux fermes au sol de plus d'un million de watts-crête (MWc)), représentant une puissance totale de 13,1 MWc. En termes de contribution au mix énergé-



Photo 1 : Ferme solaire au sol de Longoni (1 MWc) sur le site de la centrale thermique du même nom.

tique, le photovoltaïque, qui contribuait à hauteur de 0,1 % de l'énergie produite à Mayotte en 2008, en a représenté 5,3 % en 2011.

La figure 4 de la page suivante illustre deux cas extrêmes de production observés autour du quantile 50 %, qui mettent en évidence le caractère très aléatoire du photovoltaïque à Mayotte.

Mayotte a été le premier territoire français, où le taux de pénétration des EnR à caractère aléatoire et intermittent a dépassé le seuil réglementaire des 30 %, en juillet 2011, et EDM a été le premier gestionnaire de système électrique à expérimenter la déconnexion des EnR à caractère aléatoire et intermittent (6 fois durant l'hiver austral 2011 et 7 fois en 2012).

Le black-out (B/O) du 23 mars 2012

Le vendredi 23 mars 2012 à 13h09, un B/O s'est produit sur le réseau électrique de l'île. Plusieurs faits simultanés ont été à l'origine de ce phénomène : une panne sur un moteur principal de la Centrale des Badamiers, combinée à une augmentation rapide de la consommation électrique à

cette heure de pointe de la mi-journée et à un fort gradient à la baisse du photovoltaïque dans les minutes qui précèdent l'événement, sur fond de forte intermittence du PV toute la matinée.

Dans la matinée, le temps est beau avec des alternances de soleil et de passages très nuageux. On note ainsi une forte intermittence du PV. À l'échelle des 70 installations raccordées au réseau, la puissance fournie par le PV fluctue comme suit : à 10h : 7,13 MW ; à 10h30 : 5,30 MW ; à 11h00 : 8,33 MW ; à 11h30 : 8,30 MW ; à 12h00 : 7,68 MW ; à 12h30 : 8,12 MW ; à 13h00 : 6,00 MW et à 13h05 : 5,00 MW.

On perd donc de 3 à 4 MW dans les 30 minutes qui précèdent le B/O, dont 1 à 2 MW dans les 5 minutes qui précèdent le *black-out*. Si l'on regarde ce qu'il s'est passé sur trois installations PV monitorées au pas de temps 5 secondes, on note de fortes intermittences du PV répétées toutes les 10-20 minutes, de l'ordre de +/- 30 % de la puissance.

Cette situation nécessite des adaptations significatives du programme de marche, génère des baisses importantes et répétées de la réserve primaire (la RP

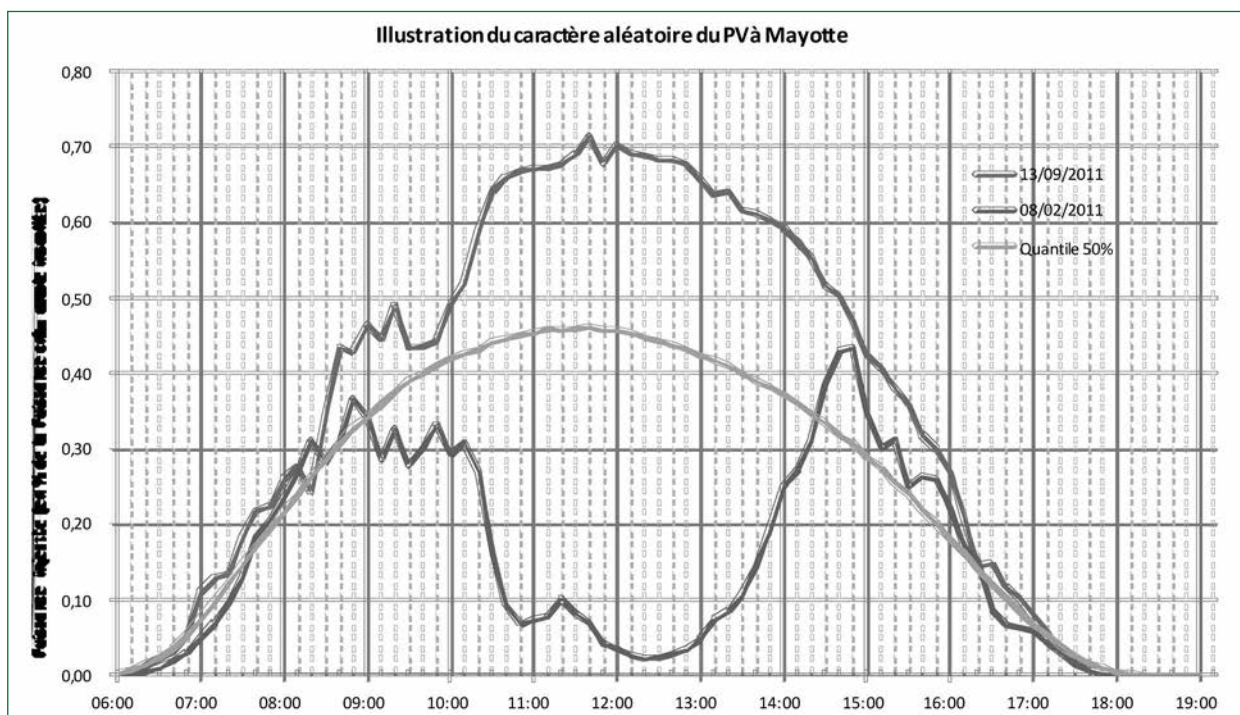


Figure 4 : Production photovoltaïque observée aux dates du 8 février 2011 (courbe du bas) et du 13 septembre 2011 (courbe du haut) comparativement à la courbe correspondant au quantile 50%.

chute à 2 % à 13h05, avec une baisse de la puissance fournie par le PV à 5 MW) et rend la gestion du système électrique très difficile (notamment le couplage/découplage des groupes thermiques diesel, dont le temps de démarrage se situe aux alentours de 30 minutes). À 13h09, le déclenchement de tous les groupes de production intervient suite à la constatation d'une baisse de fréquence à 46 Hz.

Le stockage d'électricité

Le stockage d'électricité est un des moyens pour répondre aux difficultés d'insertion des EnR intermittentes. EDF a lancé à ce titre de nombreuses expérimentations.

Le stockage peut être associé à un moyen de production et permet de surmonter les limitations qu'engendrent les technologies intermittentes, telles que l'absence de services système, une prévisibilité de production défaillante ou un profil de production inadapté aux besoins de la consommation. C'est le cas de l'expérimentation PEGASE, qui est décrite ci-après. On trouve également des associations fermes de production éolienne+stockage et PV+ stockage (dont les lauréats issus des appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) viennent d'être désignés), dans lesquelles des spécifications techniques imposées aux producteurs d'électricité sont centrées sur la prévisibilité journalière sans viser l'effacement des pointes de consommation.

Le stockage peut également être centralisé et mis à la disposition du gestionnaire de réseau, quel qu'en soit le propriétaire, et peut permettre un report de production à la pointe de consommation. C'est le cas des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) marines étudiées aux

Antilles et à La Réunion, ou encore des batteries sous étude en Corse et à Mayotte, que nous décrivons plus loin.

Enfin, des moyens de stockage d'électricité chez les particuliers peuvent également trouver leur justification en garantissant une puissance disponible et une qualité de l'onde électrique dans un contexte électrique perturbé. Ces moyens peuvent être à la main du client ou constituer un élément d'un réseau intelligent d'ensemble, avec un pilotage partagé entre le client et le gestionnaire de réseau. C'est le cas du projet MILLENER piloté par EDF, qui vise à développer cette expertise à travers une expérimentation à une échelle limitée à 500 ménages en Corse, en Guadeloupe et à La Réunion.

Un mix entre toutes ces solutions peut également être mis en œuvre.

L'expérimentation PEGASE

Dès 2007, EDF s'était interrogée sur le stockage d'énergie électrochimique dans le contexte d'un système électrique fragile. Il avait ainsi été décidé d'investir dans une batterie Sodium-Soufre (Na-S), qui à l'époque était la seule offre industrielle et commerciale disponible. Cela a abouti à l'installation d'une batterie d'1 MW, pour une énergie installée de 7 MWh, sur un poste source situé dans la partie nord-est de La Réunion. Cette batterie comprend 20 modules de 50 kW et un système de conversion qui permet de soutirer ou de réinjecter de l'énergie sur le réseau.

Ce projet a été achevé en décembre 2009 et a fonctionné pendant deux ans. Le premier mode d'exploitation était le report d'énergie. La problématique de l'intermittence des énergies renouvelables ne se présentait pas encore véritablement.

Environ 500 cycles ont ainsi été cumulés. Nous avons pu observer un très bon fonctionnement correspondant à la charge/décharge, sans défaillance, de plus de 2 000 MWh.

Dans l'intervalle, la production photovoltaïque s'est fortement accrue, à La Réunion. En avril 2012, avec 138 MW installés en photovoltaïque et 20 MW en éolien, le seuil des 30 % a été atteint, ce qui a nécessité la déconnexion de certains ouvrages, même si cela n'a été fait que de manière très temporaire.

EDF a ainsi lancé une expérimentation sur la base de la batterie Na-S en travaillant sur la prévision de la production, l'optimisation énergétique et l'utilisation d'un stockage d'énergie pour gérer les écarts. L'objectif n'est pas d'investir dans de nouveaux moyens de production et de stockage, mais d'utiliser les dispositifs existants en travaillant avec les producteurs.

Les outils déployés dans le cadre de ce projet concernent tout d'abord la prévision météorologique. Météo-France est ainsi en train d'adapter ses modèles à haute résolution, ce qui permettra d'avoir une prévision à J+1 de meilleure qualité. Le Laboratoire de météorologie dynamique (LMD) de l'Ecole Polytechnique développe, quant à lui, des modèles de prévision à très court terme (quelques heures seulement). L'objectif est d'obtenir des typologies de journées et des scénarios probabilisés de production photovoltaïque. Une fois cette prévision réalisée, il sera possible d'alimenter un optimiseur qui donnera un plan de production à J+1 et qui le réactualisera

en infra-journalier en fonction des dernières prévisions. En temps réel, les écarts sont ensuite gérés grâce au stockage d'énergie. Le stockage a une énergie finie, ce qui signifie qu'il faut éviter de se retrouver en excès ou en défaut. Il est donc nécessaire de piloter la trajectoire du stockage et de jouer sur les tolérances d'écart à l'annonce. En marge de ce projet a été installé un réseau d'observation météorologique en temps réel, en partenariat avec Météo-France, sur les postes sources d'EDF. Cela permettra d'observer la nébulosité et d'avoir une prévision plus fine à un horizon de 3 heures.

Les projets de STEP marines

Dans le cadre de ses réflexions en matière de développement de solutions de stockage centralisé dans les ZNI, EDF a proposé d'étudier la construction de Stations de Transfert d'Énergie par Pompage d'eau de mer (STEP marines) dans les Antilles françaises et à La Réunion. Ces STEP pourraient fonctionner entre un bassin supérieur situé au sommet d'une falaise et un ouvrage mixte (déblai ou remblais, suivant la topographie) ou entre une dépression naturelle et la mer.

Un précédent existe au Japon avec la STEP marine d'Okinawa de 30 MW de puissance, pour 150 m de chute.

L'installation produit environ 30 GWh par an, ce qui représente, avec une puissance moyenne de 20 MW, environ 1 500 heures par an.



Photo 2 : Site de stockage d'électricité au moyen de batteries.

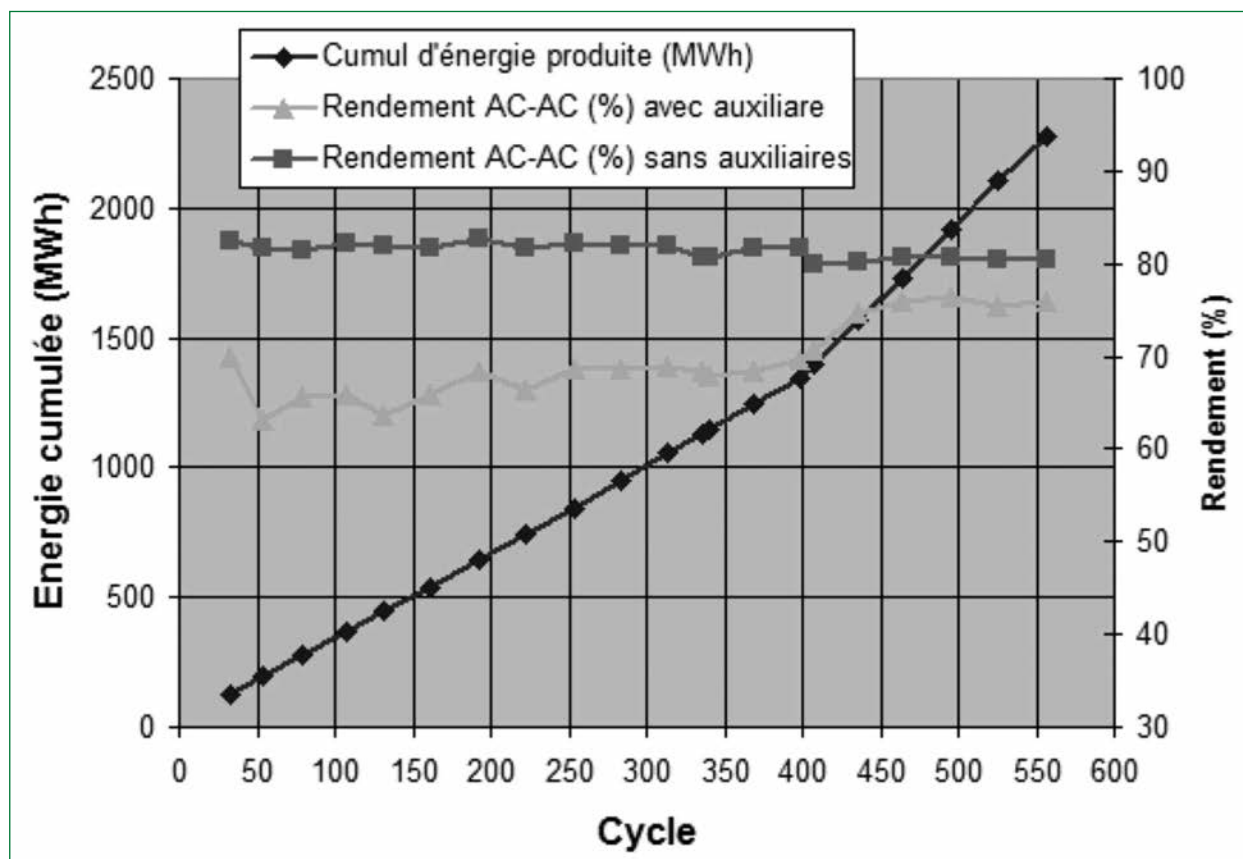


Figure 5

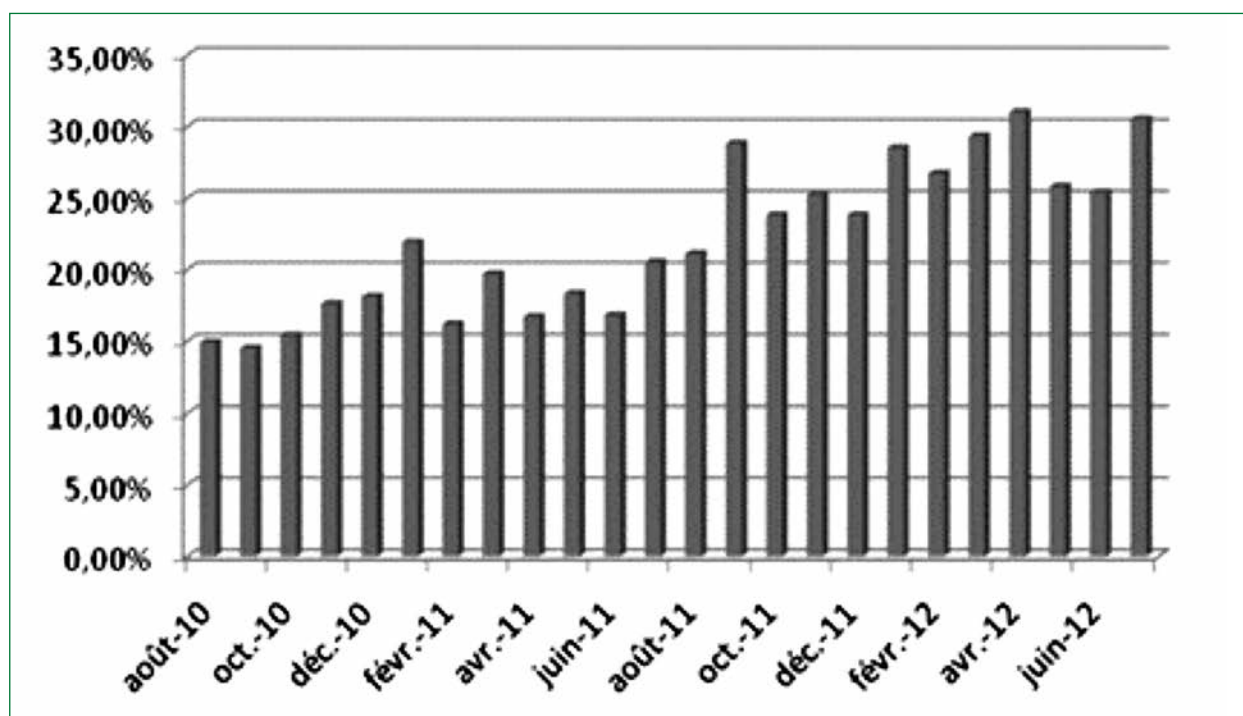


Figure 6 : Taux d'EnR intermittentes.

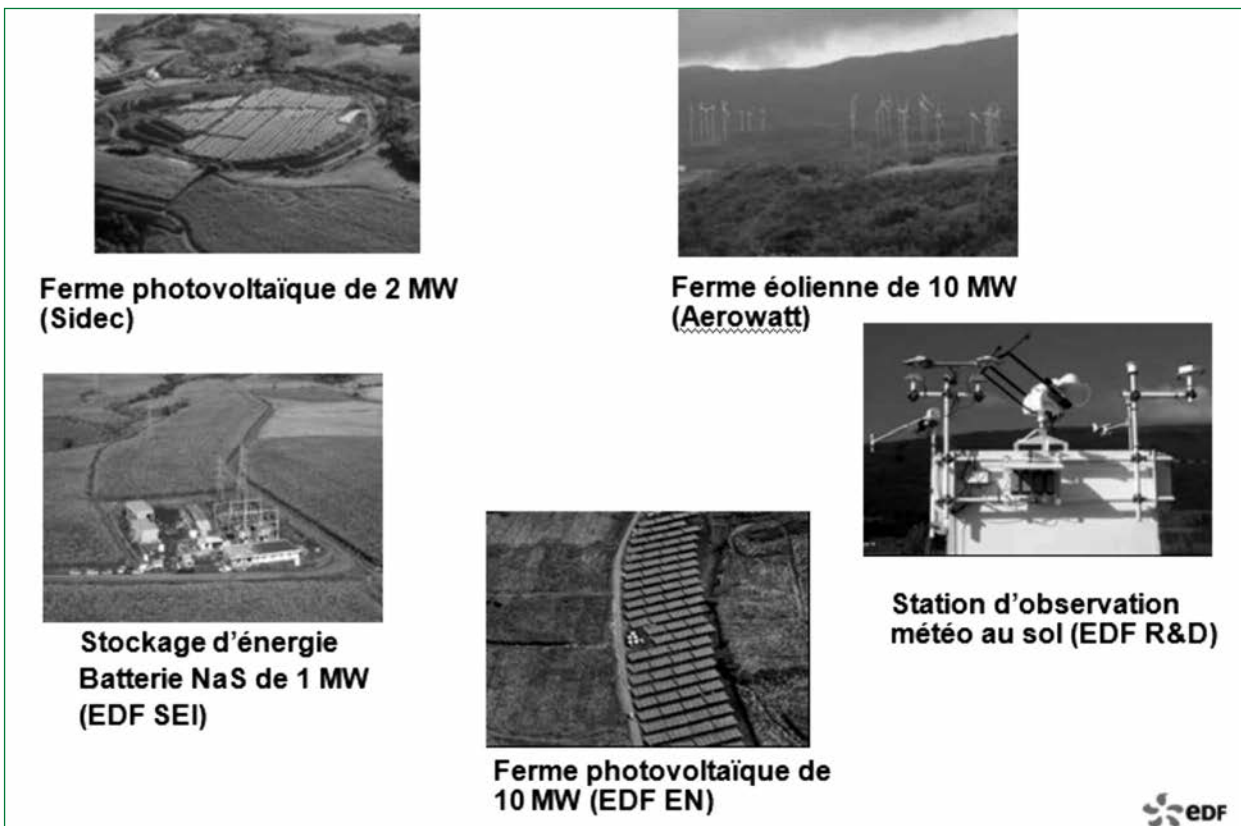
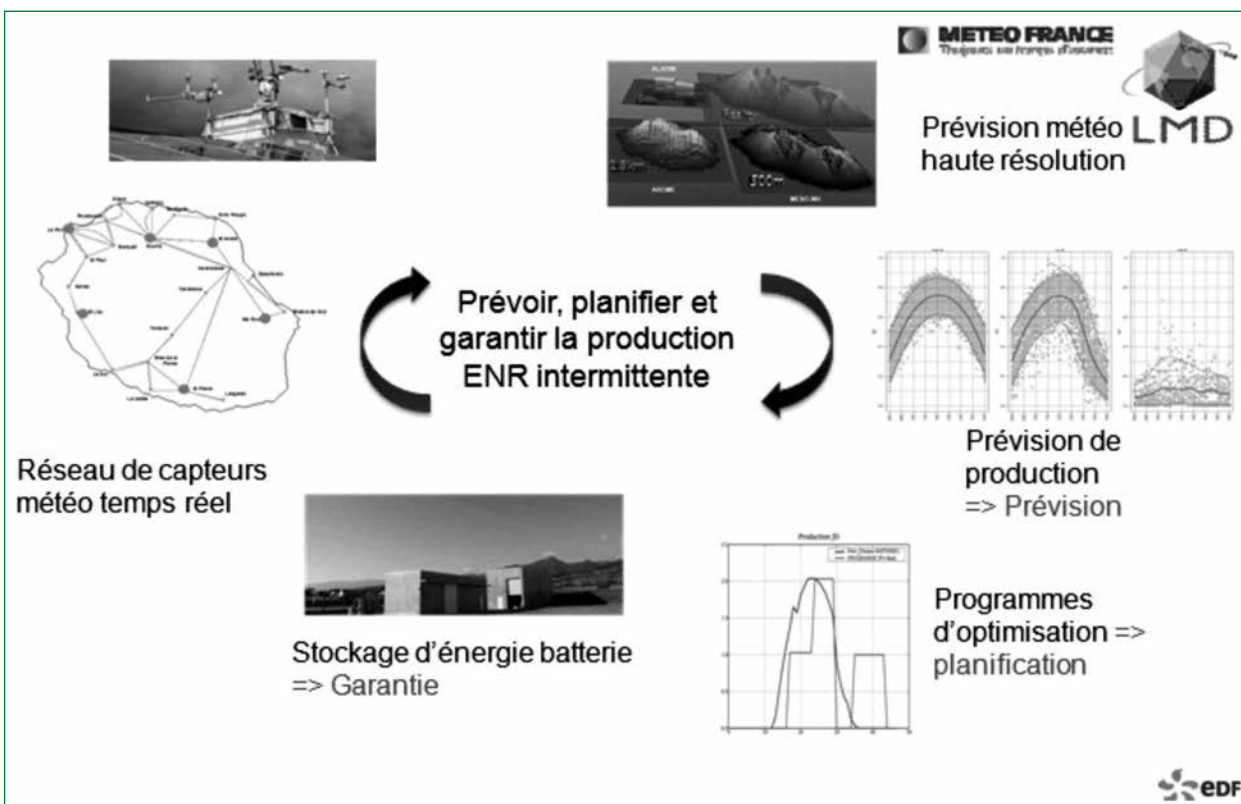


Photo 3



Photos 4

La STEP marine d'Okinawa n'est pas utilisée pour le lissage des EnR intermittentes

Il est important de souligner que ce type d'installation a été appelé de ses vœux par l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Technologiques et Scientifiques lors de l'élaboration de son rapport de 2009 sur la stratégie de recherche dans le domaine de l'énergie. Ces aménagements seraient préfigurateurs de réalisations bien plus importantes (300 MW à 1 GW) en métropole et dans le monde (quand on sait que le besoin de stockage d'électricité à l'horizon 2050 serait de 3 000 à 5 000 GW).

Ce projet de STEP permet un transfert d'énergie, tel que détaillé ci-dessous :

- ✓ lissage des pointes par un transfert d'énergie journalier (pompage pendant les heures creuses, turbinage

pendant les heures de pointe) permettant un gain économique en évitant le recours aux TAC (turbines à combustion), coûteuses et de surcroît fortement émettrices de CO₂,

- ✓ éventuellement, transfert d'énergie du week-end vers les jours ouvrés (pompage le week-end et turbinage la semaine),
- ✓ limitation des arrêts/démarrages des groupes thermiques en général, et donc réduction de leur vieillissement et de leur maintenance,
- ✓ substitution lors de ruptures de production d'énergies fatales (période sans vent, par exemple) par un report d'énergie sur plusieurs jours,
- ✓ report de production photovoltaïque vers la pointe du soir (pompage à la mi-journée par temps clair, turbinage le soir),



Photo 5 : Vue de la STEP marine d'Okinawa.

- ✓ lissage de productions intermittentes (photovoltaïque et éolien) par modulation de la puissance de pompage ou de turbinage.

Le projet STEP permet, en outre, de contribuer aux services système (augmentation de l'inertie du réseau, régulation de la fréquence, réserve de puissance de secours, régulation de la tension, apport d'une puissance de court-circuit, renvoi de tension suite à incidents,...) et il permettra d'éviter des investissements dans d'autres moyens de production, notamment thermiques, pour couvrir un besoin de puissance, mais aussi un besoin en services système (un besoin croissant concomitamment à la croissance des énergies intermittentes).

Ce type de projet, qui verrait l'intervention d'entreprises françaises pour sa réalisation, peut être initiateur de la création d'une filière d'excellence française.

Le projet OPERA d'EDM, à Mayotte

Le projet OPERA a été conçu pour répondre aux besoins de sécurisation du système électrique de Mayotte, limiter la réserve primaire dans un but d'économie de la CSPE et associer développement des EnR et maîtrise de la demande en électricité (MDE).

L'idée développée est d'améliorer la qualité du produit électricité en alliant déstockage rapide depuis une (ou plu-

sieurs) batterie(s) de stockage et effacement contractualisé avec des gros clients (du froid industriel, notamment), ou en alliant EnR et MDE. Le ou les batterie(s) de stockage installée(s) pourrai(en)t en outre constituer de la réserve primaire et contribuer à répondre aux pics de demande du soir.

Ce projet comprend les phases suivantes :

- ✓ un monitoring de centrales judicieusement réparties sur le territoire pour quantifier l'intermittence et la vitesse à laquelle une perte de plusieurs MW de production photovoltaïque peut avoir lieu, de manière à optimiser les caractéristiques des onduleurs et des batteries. Cette instrumentation a également pour but de modéliser la relation entre les décrochages de la production PV et les chutes de fréquence.
- ✓ le développement d'outils de prévision de la production photovoltaïque,
- ✓ la mise en œuvre d'un stockage centralisé associé à un onduleur réversible destiné à participer à la stabilisation du réseau avec un maximum d'énergie stockée mobilisable à tout instant de 1,12 MWh et une puissance maximale de 2 méga-voltampères (MVA) injectée dans le réseau durant 30 minutes,
- ✓ l'effacement, si besoin est, d'une partie de la consommation
- ✓ une expérimentation de la production photovoltaïque avec lissage par un dispositif de stockage décentralisé.

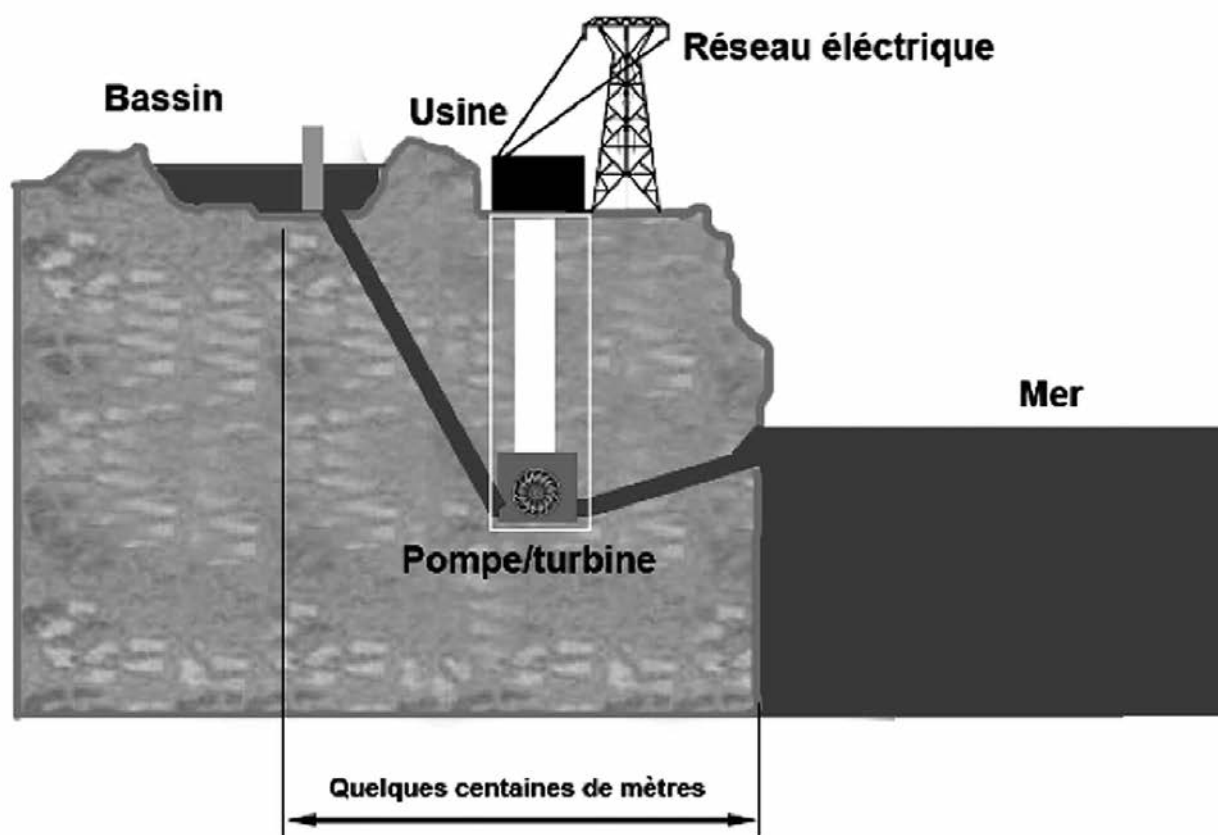


Photo 6 : Principe de fonctionnement d'une STEP.

Conclusion

Les ZNI sont à l'avant-garde dans la résolution des difficultés d'insertion des EnR intermittentes dans un système électrique. L'expérience des gestionnaires de ces réseaux isolés a permis de fixer à 30% le seuil limite d'insertion de sources intermittentes de façon à éviter de dégrader la sûreté du système électrique. Il est donc important de réaliser des démonstrateurs (notamment de lissage et de stockage d'électricité) qui permettront de repousser cette limite. Cela étant, il ne faut pas se tromper d'enjeu. À ce seuil de 30 %, la participation des sources intermittentes au mix n'est que de 4 à 5 %. Même en le doublant, ce qui nécessiterait des moyens de stockage onéreux, le taux de participation ne serait que de 10 %. Pour atteindre les objectifs du Grenelle de l'Environnement dans les territoires d'outre-mer, c'est donc bien les EnR garanties comme la géothermie, l'hydraulique de lac, la biomasse et, plus tard, cer-

taines énergies marines, qu'il faut développer. C'est le sens des études et projets menés également par EDF dans les ZNI.

En contrepartie, ces démonstrateurs permettront de disposer, à l'issue de leur réalisation, de solutions chiffrées notamment pour apprécier la faisabilité, pour l'Europe, d'atteindre des taux d'EnR dans le mix allant de 30 à 50 % aux horizons 2030/2050, sachant qu'*a minima* 50 % de ce développement sera issu d'EnR intermittentes, avec de l'éolien et du photovoltaïque.

Plus que jamais les ZNI sont des laboratoires permettant d'anticiper les difficultés futures auxquelles seront confrontés les grands réseaux électriques interconnectés.

Note

* Directeur Finances et Développement, EDF Systèmes Energétiques Insulaires.