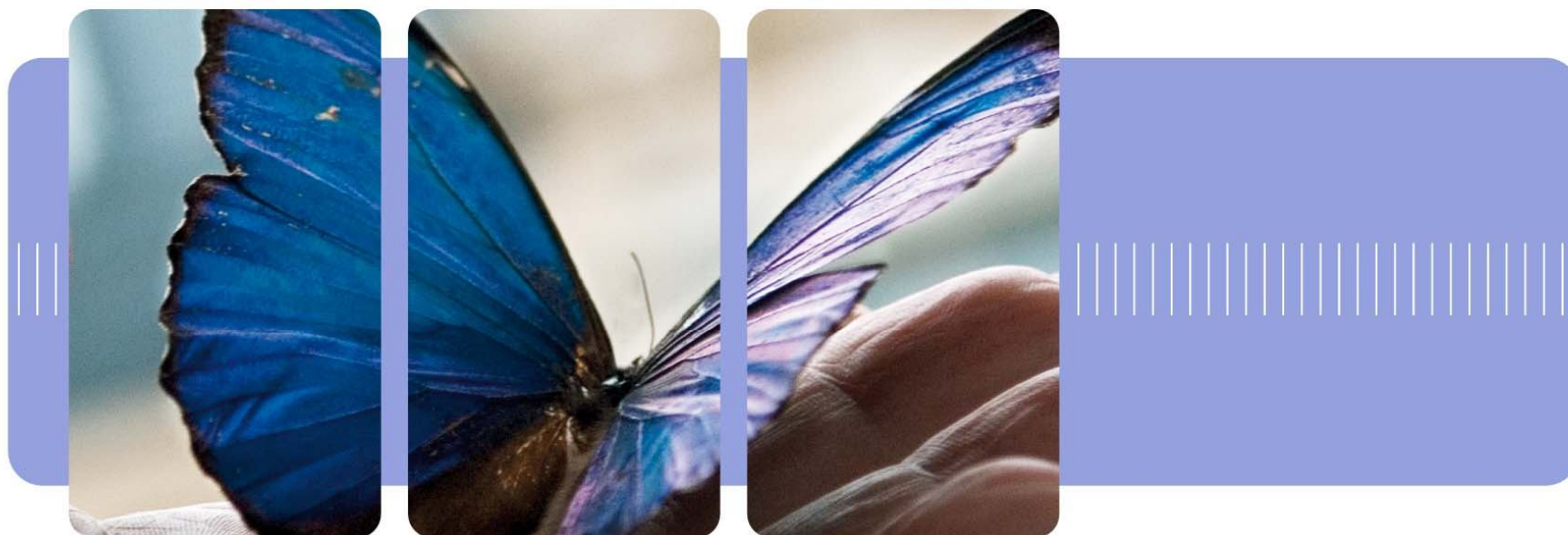




Expérimentation d'un « mini smart grid » pour la sécurisation de l'alimentation électrique des îles de Houat et Hoëdic

Yves CAYTAN

Chef de Projet à la Direction Réseau Patrimoine
ERDF – Direction des Opérations Ouest

Pour sécuriser l'alimentation électrique des îles de Houat et Hoëdic ...



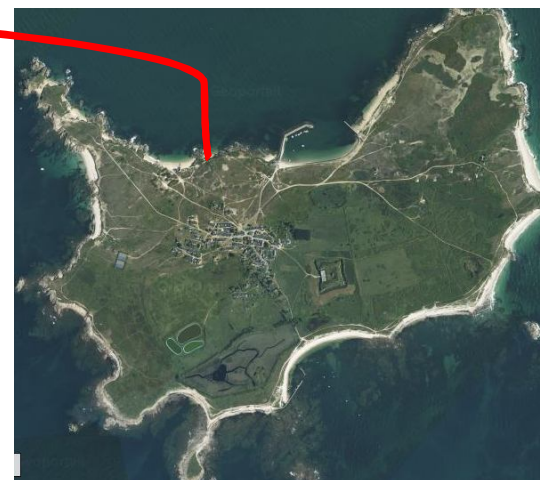
6 postes HTA/BT

3,5 km de réseau HTA souterrain

6,3 km de réseau BT (99,7 % de souterrain)

327 clients

Continent
(PRESQU'ILE DE RHUYS)
19 km de câble sous-marin
8,5 km de câble sous-marin



2 postes HTA/BT

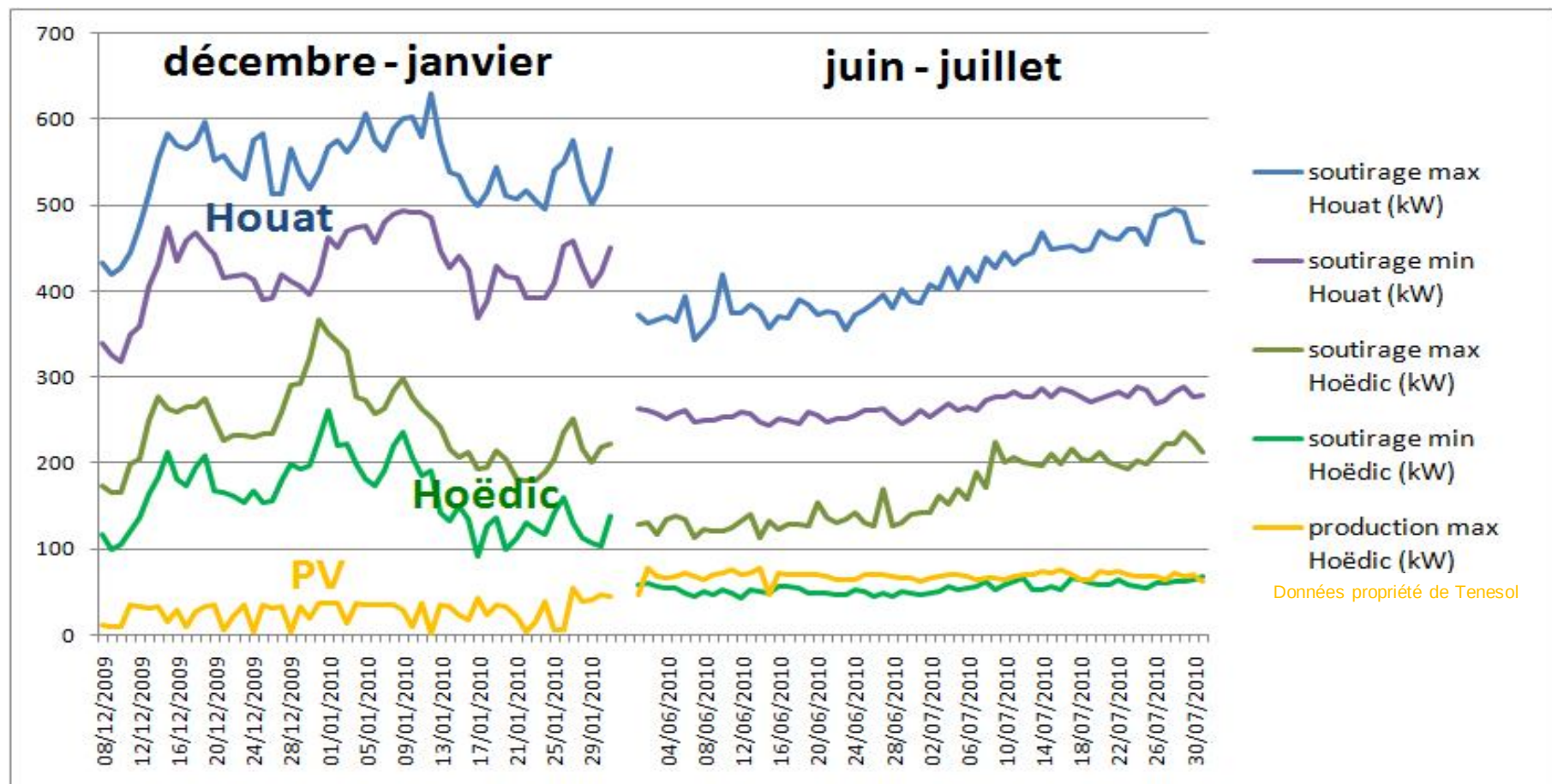
0,6 km de réseau HTA souterrain

5,7 km de réseau BT (98 % de souterrain)

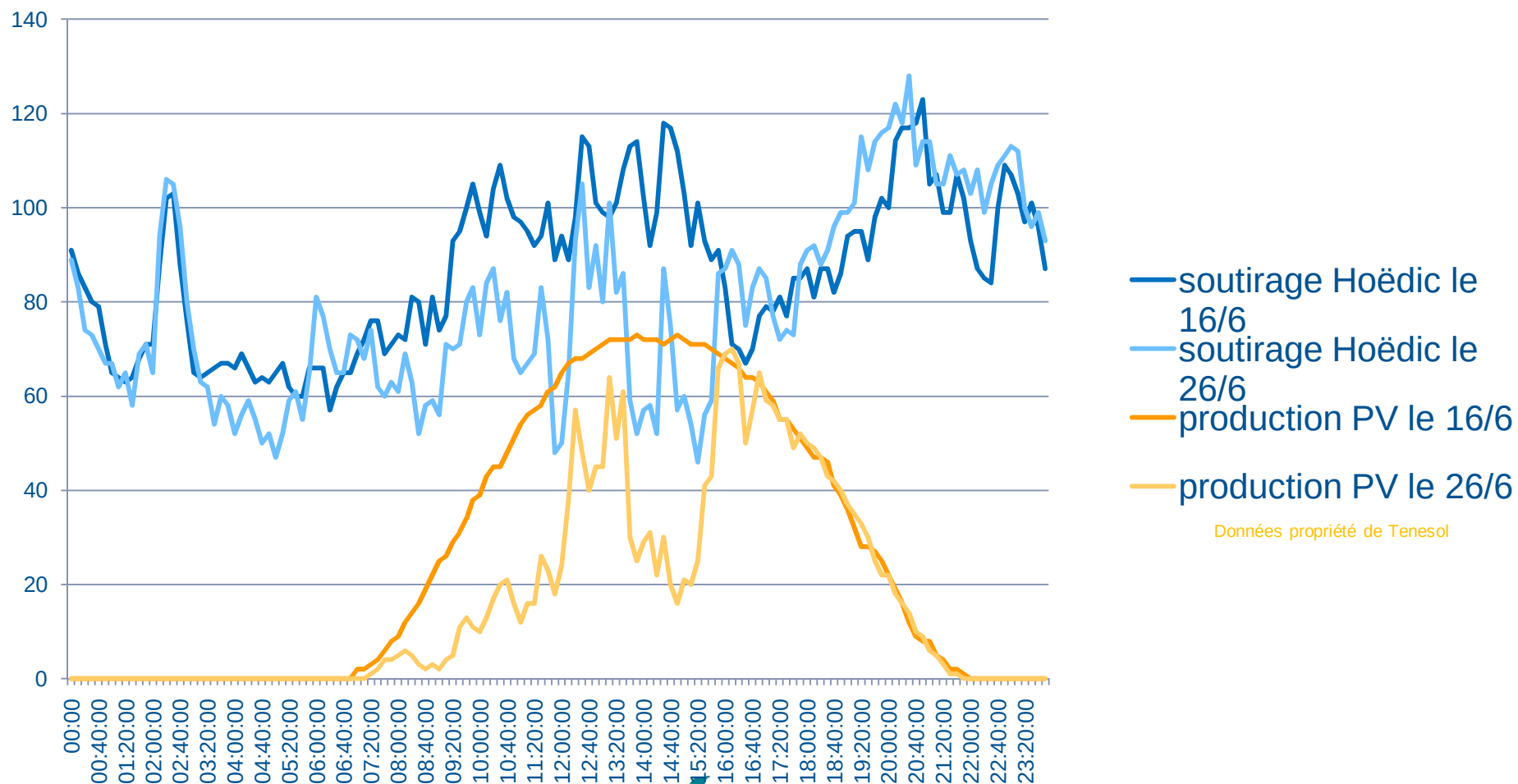
242 clients

1 producteur PV

dont la saisonnalité est très marquée ...



et dont la production locale dépasse
parfois la consommation ...



mise en œuvre d'un « mini smart grid » ...



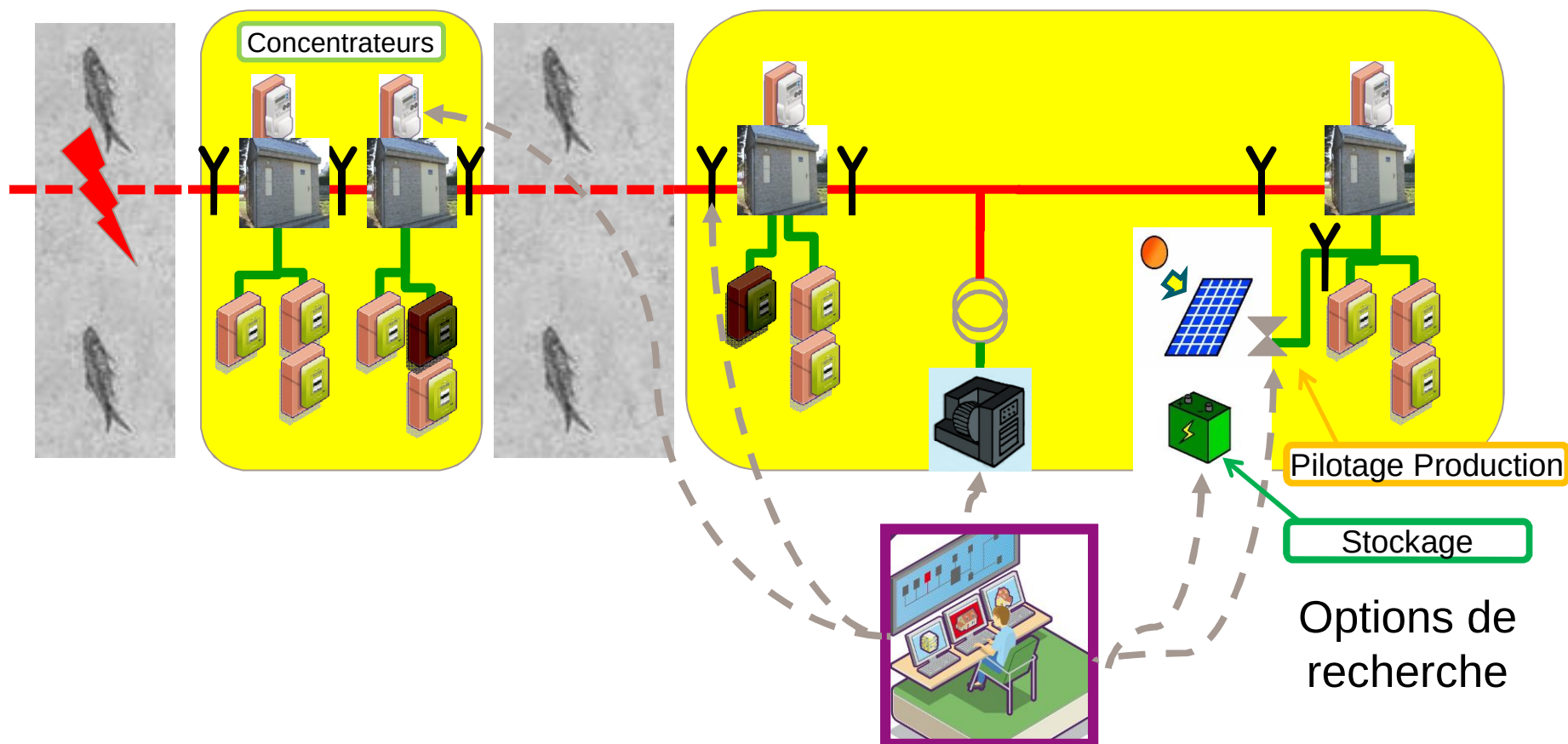
Dans le cadre de la sécurisation de l'alimentation électrique des îles alimentées par 1 seul câble depuis le continent, **mise en œuvre d'un système comprenant** :

- |||| un groupe électrogène fixe pouvant réalimenter une partie de la charge maximale des 2 îles, avec télécommande du groupe électrogène et en réseau depuis l'agence de conduite
- |||| un dispositif de **réduction répartie de la charge**, basé sur des compteurs et concentrateurs « communicants », utilisant le télé-réglage des compteurs, *pour réalimenter rapidement tous les clients, en répartissant l'énergie disponible « au prorata des priorités » en cas d'incident sur le câble continent-Houat*
- |||| un dispositif de **synchronisation de la consommation** « heures creuses » **avec la production** photovoltaïque **locale**, utilisant le télé-réglage des compteurs, *pour éviter de séparer du réseau la production photovoltaïque quand elle est forte et que la consommation est faible*
- |||| + éventuelles **fonctions complémentaires** (modulation de l'injection photovoltaïque, stockage ...) dans le cadre de partenariats industriels à définir

Le « mini smart grid » de Houat et Hoëdic ...



Schéma de principe du système





Merci de votre attention !

Des questions ?

Le projet européen ADDRESS – une architecture technique et commerciale pour le développement de la Demande Active

EDF SA

Réunion Pacte électrique breton – GT approvisionnement 8 avril 2011

active demand

address
interactive
energy



The research leading to these results has received funding from the European Community's Seventh Framework Programme (FP7/2007-2013) under grant agreement n° 207643

Le projet en bref



ADDRESS: **grand projet européen** du 7e programme cadre de Recherche et Développement (R&D) de la Commission européenne (CE).

Projet de R&D centré sur la gestion de la demande d'électricité pour améliorer l'efficacité, la sécurité et la qualité de l'approvisionnement électrique dans un contexte de production électrique d'origine EnR croissante

Projet **à enjeux et forte visibilité** car sous « les projecteurs » de la Commission européenne et d'autres acteurs importants de la scène européenne voire mondiale

Consortium: **25** partenaires, **11** pays européens

- **40%** - Centres de recherche & Universités
- **30%** - Compagnies électriques (EDF, Iberdrola, Enel, Vattenfall, UK Power Networks)
- **30%** - Équipementiers (ABB, Philips, Electrolux, Alcatel, Ericsson, Landis & Gyr, ZIV, ...)



Budget total: **16 M€**. Financement de la CE: **9M€**
Coordinateur: **Enel Distribution**
Direction technique: **EDF**



Juin 2008

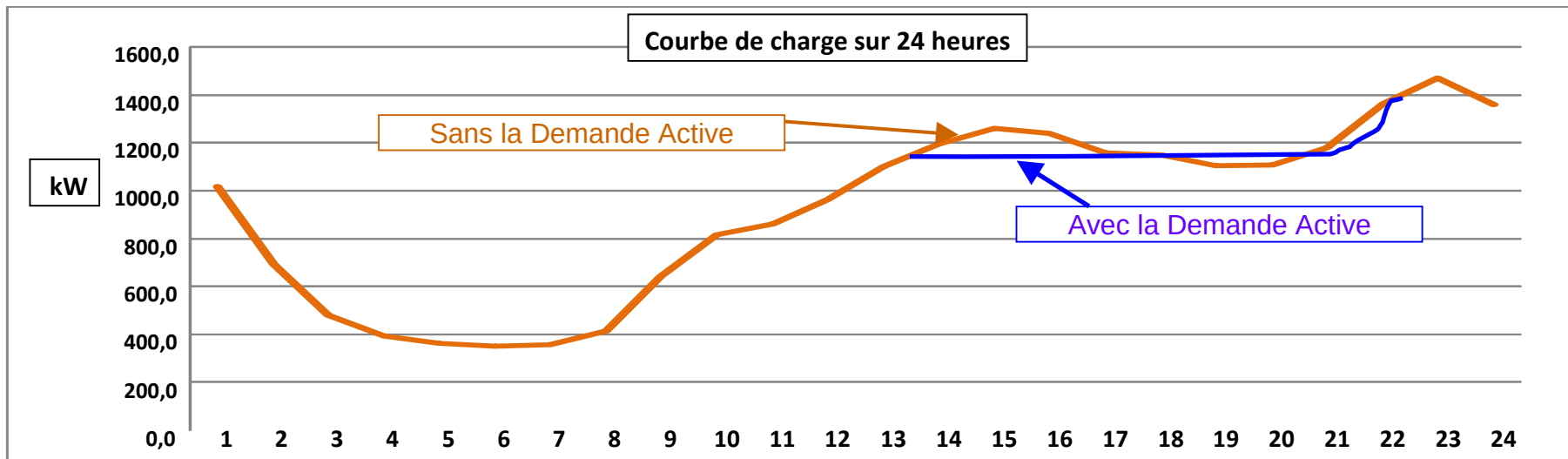
Mai 2012

Les principaux objectifs du projet

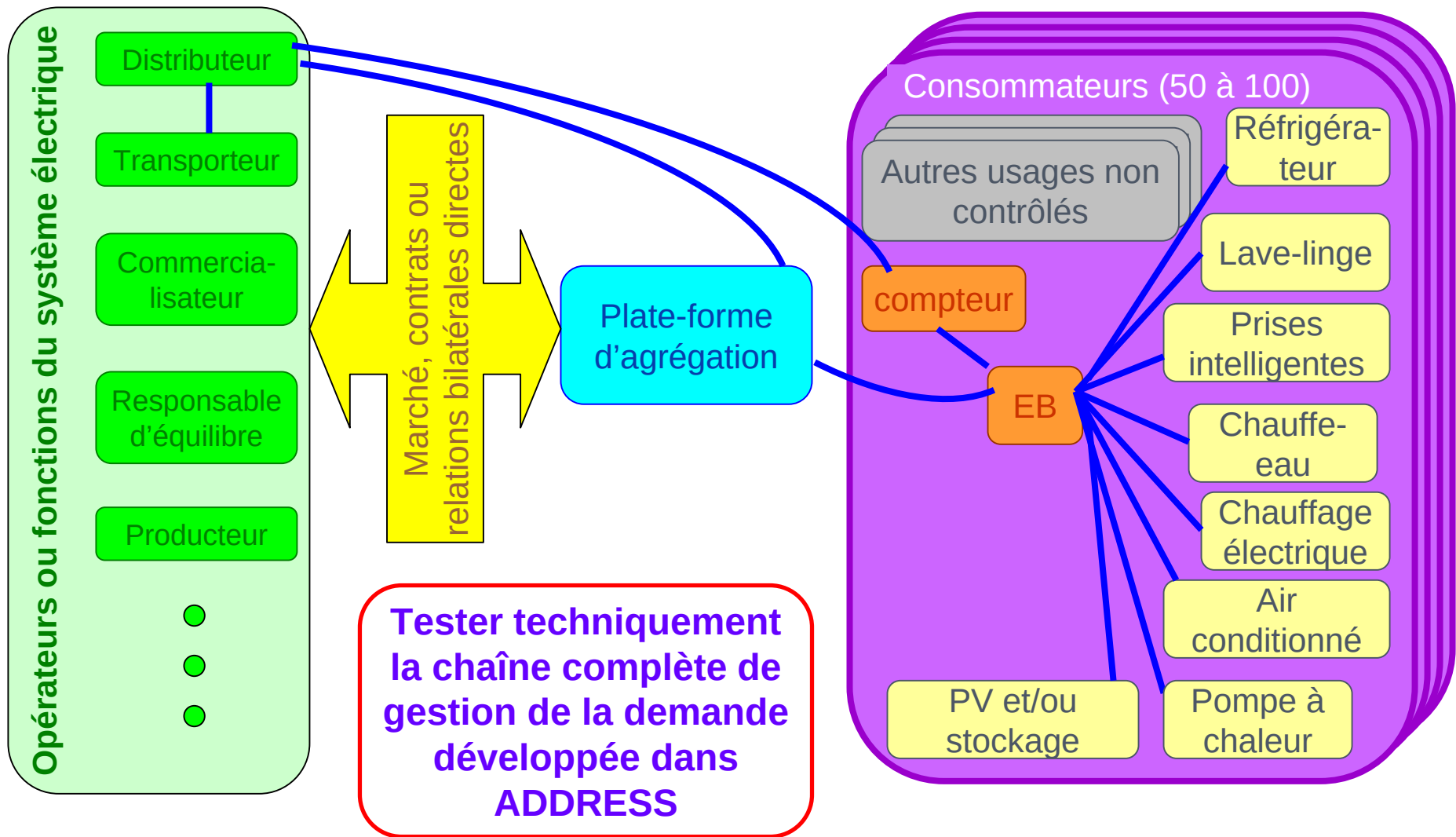


Demande Active: participation active des clients domestiques et du petit tertiaire dans les systèmes électriques

- Développer des **solutions techniques** de gestion de la demande tant au niveau des consommateurs que du système électrique
- Développer des **processus d'interaction** entre acteurs et modalités **contractuelles**
- Étudier des **mesures accompagnantes** pour tenir compte des aspects **sociétaux, culturels, comportementaux**
- Étudier les **bénéfices potentiels** pour toutes les parties prenantes
- Validation sur **3 sites de test** (Espagne, Italie, France)



Objectifs des expérimentations (1/2)



Merci de votre attention

<http://www.addressfp7.org>

active demand

address
interactive
energy



The research leading to these results has received funding from the European Community's Seventh Framework Programme (FP7/2007-2013) under grant agreement n° 207643

Contribution pour la réunion du 8 avril 2011 du GT APPRO de la Conférence bretonne de l'énergie J. Lucas, X59, ICGREF, prof.honor.CNAM

Stockage de l'énergie(électrique)

Lorsque l'on parle de stockage de l'électricité, on pense généralement à des techniques de stockage envisagées actuellement pour l'électricité éolienne, comme le stockage inertiel (volant d'inertie), ou à des techniques de stockage envisagées pour l'énergie solaire, comme le stockage électrochimique (batteries, piles, condensateurs...) auxquelles on peut rattacher les super condensateurs.

Mais il ne faut pas oublier que le stockage actuellement le plus répandu est le stockage d'eau dans des retenues de barrages. On satisfait en particulier les appels d'électricité de pointe en utilisant deux réserves d'eau situées à des altitudes différents entre lesquelles on fait circuler l'eau en la pompant pendant les heures creuses puis en la turbinant pendant les heures de pointe. On a imaginé selon ce principe des « atols » artificiels, en mer....?

Certes, il existe d'autres modes de stockage : le mode pneumatique (injection, puis récupération d'air sous pression dans des réservoirs géologiques ou des cavités sous-marines naturelles ou artificielles...), le mode thermique dans lequel on stocke dans d'énormes amas de matériaux (correctement isolés de l'extérieur), la chaleur qui permettra de produire électricité de pointe. Ce mode est par exemple utilisé actuellement aux États-Unis pour la production d'électricité solaire pendant la nuit à partir de sels fondus par chaleur solaire concentrée. Des évaluations du coût du stockage thermique ont été faites en France.

Pourtant le mode de stockage de l'énergie qui semble le plus performant est le mode chimique. Des produits chimiques énergétiques sont générés par des énergies renouvelables puis utilisés ultérieurement pour produire de l'électricité lorsqu'on en a besoin. L'exemple le plus courant de ce mode de stockage est la biomasse obtenue naturellement par transformation de l'énergie solaire en combustibles (sucres, huiles, cellulose et lignine).

Quelle que soit la technique utilisée, le stockage a un coût (rendement, installations) :

Lorsque que l'on transfère de l'eau d'une réserve à une autre, on doit pomper l'eau (rendement environ 70 %), puis la turbiner (rendement environ 70 %), ce qui fait que l'électricité stockée produite coûte (sans compter les installations) presque deux fois plus cher que l'électricité de départ. Les autres technologies envisagées ont en général des rendements inférieurs ou des prix d'installation tellement élevés, qu'ils sont moins intéressants, à même fréquence d'utilisation, que le pompage et le turbinage entre deux réservoirs.

Le stockage thermique en tas de grande dimension (tas de réfractaires s'il s'agit de températures très élevées, facilitant l'obtention de bons rendements lors de la production d'électricité à partir de la chaleur restituée par les tas) est séduisant, car les pertes thermiques peuvent ne pas être énormes et le rendement de production à partir des calories récupérées est le rendement classique de machines thermiques produisant de l'électricité à partir de chaleur.

Le stockage chimique est de loin le plus intéressant et en particulier le stockage sous forme de biomasse ou de « Biocarburant-Charbon-Végétal ». C'est un stockage qui ne coûte que l'intérêt de la valeur du combustible stocké.

On peut montrer que stocker l'électricité sous forme de biomasse est actuellement la solution de loin la moins coûteuse.

Pourtant si l'on ne rémunère pas le stockage de l'électricité, l'électricité ne sera pas stockée et on ne pourra pas satisfaire la demande de pointe (et cela quel que soit le mode de stockage choisi).

La rémunération du coût de stockage devrait être faite par des tarifs de l'électricité différenciés dans le temps (incitant à adapter l'outil de production et la production à la demande et réciproquement).

Des tarifs différenciés dans le temps existent pour la vente d'électricité par les distributeurs :

- tarifs heures creuses-heures pleines (dont on notera que les prix traduisent les rendements de 50 % de conversion des centrales hydrauliques à deux retenues),
- mais aussi tarifs e.j.p. (pour ceux qui disposent historiquement de tels contrats) et tarifs tempo ou équivalents.

On peut appeler de ses vœux des tarifs reflétant mieux les réalités des coûts de production et de mise à disposition de l'électricité car les instruments pour les mettre en œuvre existent et les prix sur le marché fluctuent, non pas dans les rapports 10 que traduisent par exemple les tarifs tempo mais dans des rapports 100 entre le coût de l'électricité de base et le coût de l'électricité d'hyperpointe.

Pourtant, si l'on peut regretter que les tarifs de vente de l'électricité sont insuffisamment différenciés, il est encore plus grave de constater qu'il n'existe pas de prix de rachat différenciés (en dehors des règles du marché libre de gros avec toutes ses règles fort difficiles à gérer et laissant aux groupes installés de vente d'électricité la liberté d'acheter au prix qu'ils décident ou de ne pas acheter).

En particulier, il n'existe pas aujourd'hui de tarif de rachat de l'électricité produite à partir de biomasse qui soit différencié dans le temps, alors que, comme on l'a expliqué ci-dessus, la biomasse pourrait avantageusement être mobilisée pour la production d'électricité de pointe.

Un tarif qui serait égal à la somme du tarif de substitution (fortement différencié dans le temps comme le montrent les prix du marché) et de la valeur du CO₂ fossile évité, n'augmenterait pas le coût de l'électricité pour le consommateur (sur lequel les coûts de l'électricité sont répercutés par le biais de la CSPE).

Malheureusement, force est de constater qu'il n'existe pas encore de tarif de rachat différencié dans le temps, ce qui empêche que les besoins de pointe soient satisfaits autrement que par des transferts financiers et des péréquations internes aux vendeurs distributeurs d'électricité. Ces péréquations opaques poussent à une centralisation de la production et à l'instauration de contraintes dirigistes (cachées sous des apparences de marché libre, comme dans la loi NOME), pour tenter d'assurer la satisfaction des besoins d'hyperpointe ou de pointe, et ne poussant pas, bien au contraire, aux économies d'électricité ou à la cogénération.

Plutôt que de stocker de l'électricité, stocker de la biomasse que l'on utilise lorsque l'on a besoin d'électricité apparaît donc comme la meilleure

solution.

Encore faut-il qu'il y ait assez de biomasse produite chaque année sur le territoire pour satisfaire les besoins d'électricité de pointe.

Heureusement, la ressource en biomasse est suffisante pour satisfaire les besoins, si on ne la dilapide pas en produisant avec la biomasse de l'électricité au moment où l'on n'en a pas besoin (ce à quoi sont malheureusement poussés les producteurs lorsqu'ils sont rémunérés par un tarif de rachat constant).

Le stockage d'électricité sous forme de stockage de biomasse est donc bien la technique économiquement la plus intéressante. De plus les technologies correspondantes sont techniquement au point et immédiatement applicables avec les moyens industriels et humains de la région Bretagne (avec toutes les conséquences très positives que cela a sur le plan emploi).

Leur développement exige une juste rémunération du coût de stockage qui peut être assurée par un tarif de rachat équitable, différencié dans le temps, sans surcoût ni pour l'État ni pour les consommateurs, et avec des conséquences très positives sur l'environnement.

Lors de la réunion de la conférence bretonne de l'énergie qui a eu lieu à la Préfecture de Région peu avant la signature du pacte électrique breton, Monsieur le Député Gaubert a rappelé qu'il suffirait d'un tarif inspiré par la philosophie e.j.p. pour résoudre tous les problèmes bretons de pointe de consommation, donc supprimer tout danger de délestage.

Reste qu'il a largement été considéré que l'instauration d'un tarif différencié équitable dépassait les prérogatives régionales.

Or ceci est moins évident qu'il n'y paraît à première vue, car cela reviendrait à négliger la compétence de la région en termes de développement économique ainsi que les moyens d'action non négligeables que peuvent avoir les collectivités concédantes.

Des procédures peu coûteuses pour la région pourraient pousser les vendeurs d'électricité à proposer à leurs clients des tarifs de vente différenciés, le choix de tels tarifs par les clients étant stimulé par une attitude citoyenne et une information objective.

La région pourrait aussi aider les vendeurs d'électricité à comprendre qu'il est de leur intérêt de promouvoir de tels tarifs de vente et de s'engager sur un tarif de rachat équitable de l'électricité produite de façon décentralisée et renouvelable.

Il serait désirable qu'une réflexion sur ce qui peut être fait par la région en ce sens soit initiée et conduite avec audace et créativité.

Contribution pour la réunion du 8 avril 2011 du GT APPRO de la Conférence bretonne de l'énergie J.Lucas,X59,ICGREF,prof.honor.CNAM

Cogénération pour les serres

Le problème du chauffage des serres en Bretagne est un problème multifformes :
il convient de considérer séparément :

- les serres produisant de la tomate
- les serres produisant des fleurs

Dans les serres produisant de la tomate, le besoin principal est de déshumidifier l'air essentiellement pour éviter les maladies (mildiou...). Ce besoin est associé à l'intérêt qu'il y a à augmenter la teneur en CO2 dans la serre.

La déshumidification peut être obtenue en chauffant, mais elle peut aussi être obtenue par pompes à chaleur. Une expérimentation dans ce sens est d'ailleurs en cours pour préciser la rentabilité comparée des deux techniques.

S'il était conclu que la déshumidification par chauffage est la plus intéressante, il conviendrait de comparer, pour ce chauffage, plusieurs solutions (chauffage au gaz, chauffage par chaudières à bois, chauffage par gazéification thermique à haute température de déchets agricoles et forestiers, cogénération au gaz et à la biomasse.).

Il faut remarquer que le chauffage destiné à la production de tomates se fait à une période où les besoins électriques ne sont plus du tout critiques. Il faudra donc veiller dans l'étude économique comparative, à ce que les aberrations introduites par le tarif actuel constant de rachat de l'électricité produite à partir de biomasse ne conduisent pas à considérer comme valable une solution qui va à l'encontre des intérêts de la collectivité.

Dans les serres florales, la situation est différente puisque qu'il existe un besoin en chaleur en plein hiver.

Pour des serres destinées à la production de fleurs hivernales (dont de nombreuses serres sont de faibles surfaces unitaires), la cogénération gaz est intéressante et la cogénération biomasse séduisante. Et cela, d'autant plus que, grâce à la technique de cogénération à partir de « Biocarburant Charbon Végétal », il est possible de proposer des solutions de cogénération très intéressantes même pour des unités de petite taille.

Une fois de plus, dans le cas des serres florales, l'obstacle au développement de la cogénération biomasse (collectivement très fructueuse aussi bien énergétiquement qu'économiquement) réside dans le tarif actuel de rachat de l'électricité (très inéquitable car indifférencié dans le temps).

On notera aussi l'importante différence de traitement entre les solutions « chaudières bois », assurées d'importantes subventions à l'installation, et des solutions co-génération par gazéification thermique de la biomasse de petite et moyenne taille pour lesquelles il n'y a ni de tarif garantis prenant en compte le CO2 évité ni subvention à l'installation. Ces importantes différences d'incitation induisent dans les comparaisons des erreurs néfastes en ce qui concerne l'intérêt collectif.

Contribution Sauvons le Climat

Depuis l'été 2010, le gestionnaire du réseau électrique français, RTE fournit sur son site web "éCO2mix" (<http://www.rtefrance.com/fr/developpement-durable/maitriser-sa-consommation-electrique>) un suivi quart d'heure par quart d'heure de la consommation électrique, des divers modes de production d'électricité de l'hexagone ainsi que le solde import-export. L'association « Sauvons le Climat » a mis en circulation un document d'analyse de l'ensemble de ces données pour la période allant du 1er Septembre 2010 au 31 Mars 2011. L'analyse de ces chiffres permet d'obtenir une vue globale du comportement du système électrique. Dans celui-ci apparaît maintenant de façon identifiée une composante intermittente importante : l'éolien. On doit se réjouir de l'initiative de RTE de fournir au public français un ensemble très complet de données en temps réel.

Cette analyse préliminaire montre que, comme attendu, tous les moyens de production pilotables jouent un rôle coordonné dans la couverture des besoins en puissance appelée. L'analyse de la puissance éolienne montre une efficacité moyenne de 23% associée aux fortes fluctuations caractéristiques de ce type de production intermittente. Les distributions temporelle et énergétique de puissance éolienne livrée au réseau ne sont pas reliées aux besoins accrus d'électricité de la société pendant cette période automnale et hivernale marquée par plusieurs vagues de froid. Cette étude intitulée « Le vent souffle où et quand il veut », très complète, est accessible sur le site de Sauvons le Climat www.sauvonsleclimat.org . Quelques données essentielles sont résumées ci-dessous.

Approche temporelle

On peut tout d'abord considérer les données RTE selon un suivi temporel, par journées consécutives, telles que représentées sur les figures 1a et 1b où on a procédé à un empilement des divers modes de production électrique pour la quinzaine du 1^{er} au 15 mars 2011 et celle du 16 Au 31. Les chiffres sur l'axe horizontal correspondent aux jours du mois, tandis que verticalement sont indiquées les puissances instantanées en MW.

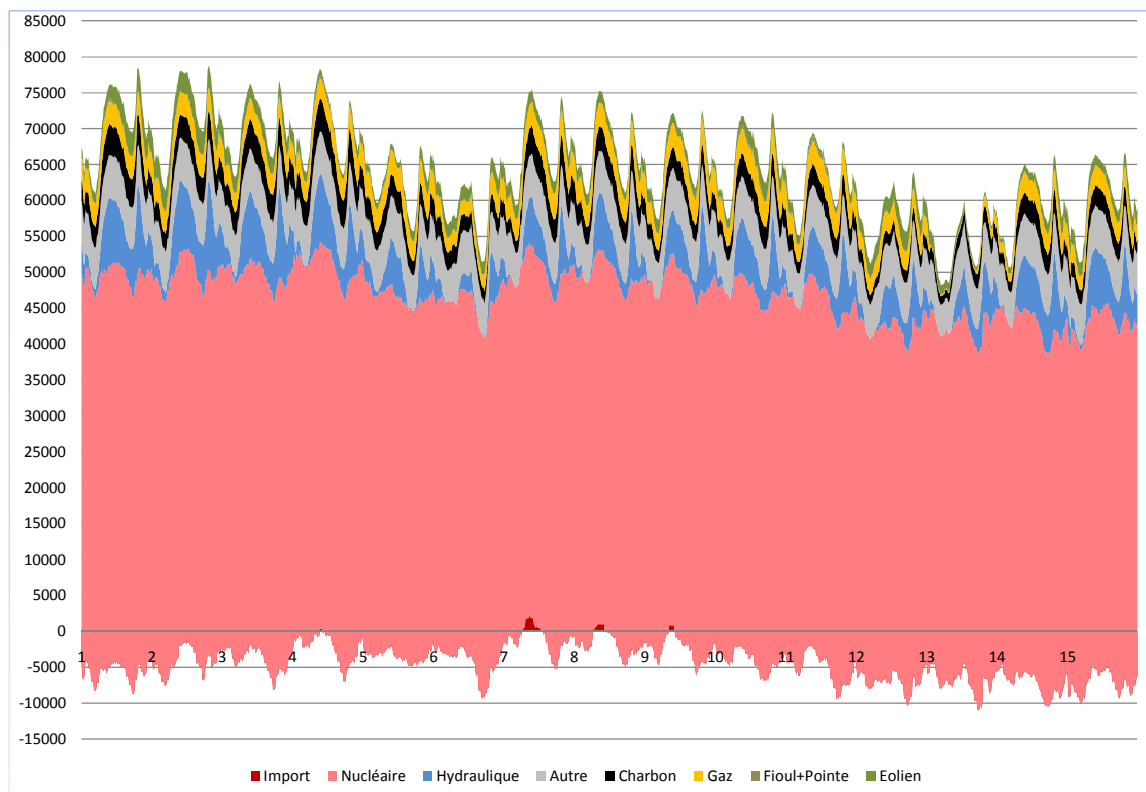


Figure 1a Puissance Consommation Production (MW) – France Continentale 1-15 Mars 2011

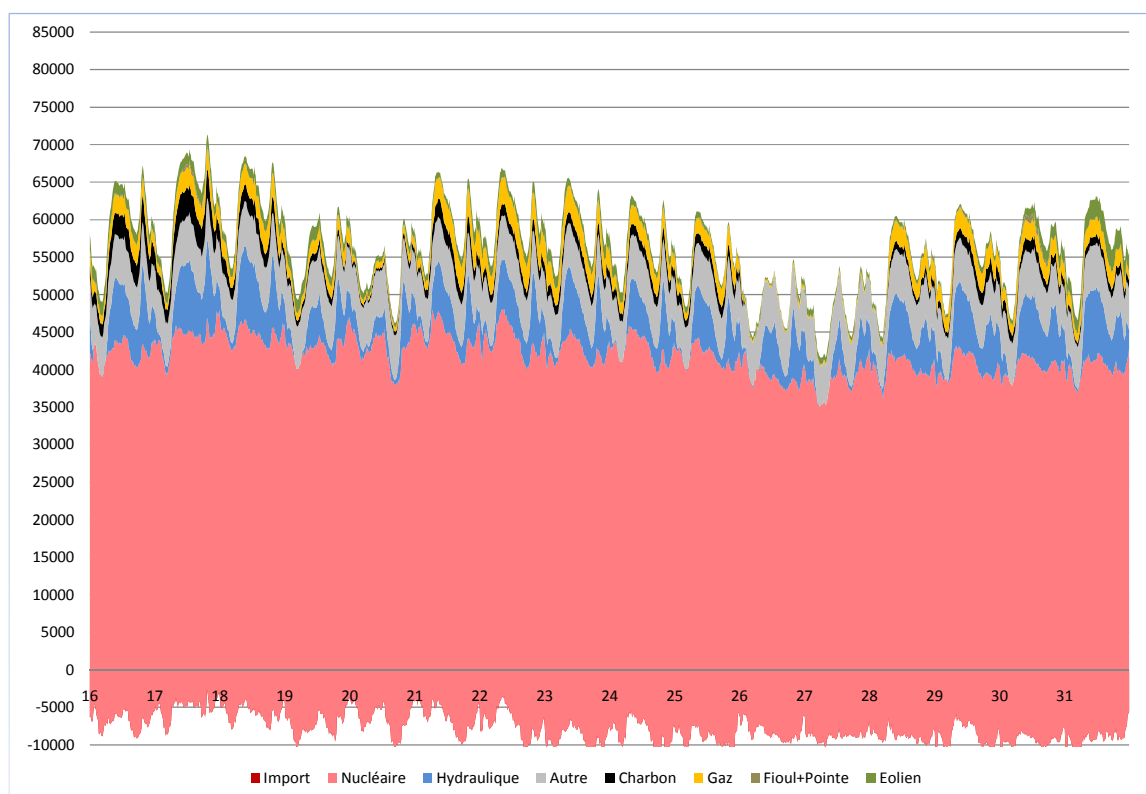


Figure 1b Puissance Consommation –Production (MW) France Métropolitaine -16-31 Mars 2011

Les données ainsi exprimées mettent en évidence la structuration journalière usuelle de la consommation des jours de semaine où un creux de demande nocturne est suivi d'une première bosse de demande électrique au moment du démarrage de l'activité (9h-10h), d'une décroissance graduelle jusqu'à vers 17h, puis d'un fort pic d'appel de courant vers 18-20h au moment où, de retour au foyer, les ménages mettent en marche divers équipements électriques, voire leur chauffage électrique pour la soirée. On constate également que pour ce mois marqué par une météo clémente, des pointes de consommation dépassant 75 MW ont rarement été observées

Puissance éolienne instantanée

La figure 2 représente l'évolution de la puissance instantanée livrée par le parc éolien au réseau RTE pendant le mois de mars 2011.

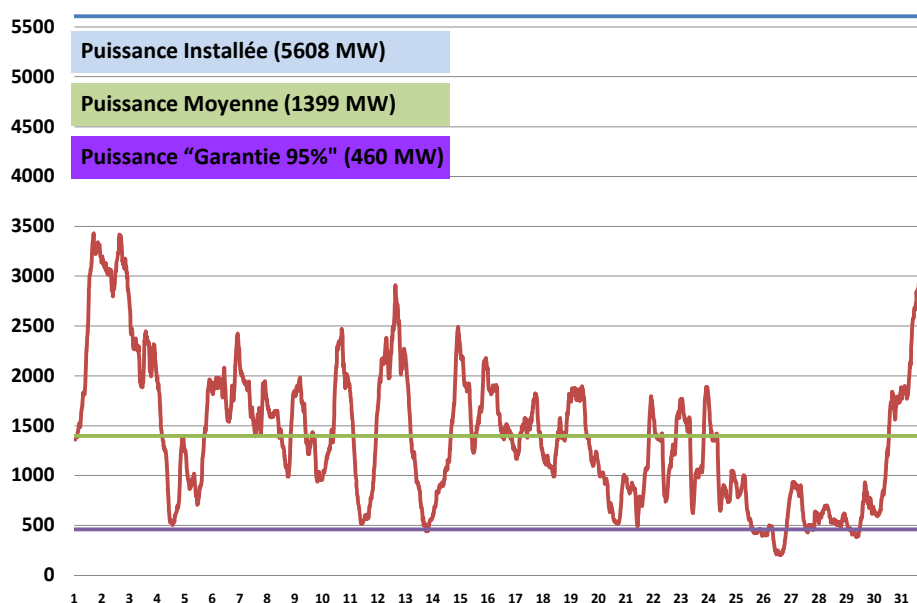


Figure 2 Puissance éolienne –France Métropolitaine – Mars 2011

La ligne horizontale bleue donne la puissance installée (moyenne sur la période considérée) du parc éolien en France métropolitaine (5,6 GW). La courbe de croissance de ce parc peut être suivie à partir des données du site www.suivi-eolien.com

La ligne verte donne la puissance éolienne moyenne (1,39 GW ou 24,8 % de la puissance installée) durant le mois.

La ligne violette donne la puissance « garantie à 95% » (460 MW), soit seulement 8% de la puissance éolienne installée. La notion de puissance « garantie » correspond à une puissance disponible au moins 95% du temps. Ce chiffre donne une indication de l'ordre de grandeur de la puissance de centrale pilotable dont la construction aurait pu être épargnée en France métropolitaine par l'installation de la totalité des 5,6 GW éolien.

Cette courbe traduit les fortes fluctuations typiques de ce mode de production, fluctuations sans corrélations avec les variations de la demande. Pour ce mois, La puissance moyenne délivrée de 1,39 GW, correspond à un facteur de charge de près de 25%.

Monotone

Pour mieux appréhender la contribution des différentes filières de production pour répondre aux besoins du pays, un autre type de représentation, qui ne soit plus basé sur la suite des quarts d'heure ordonnée temporellement, peut être utilisé. Il s'agit d'une présentation s'appuyant sur les besoins en électricité du pays. C'est le principe de la « monotone » de consommation (figure 3).

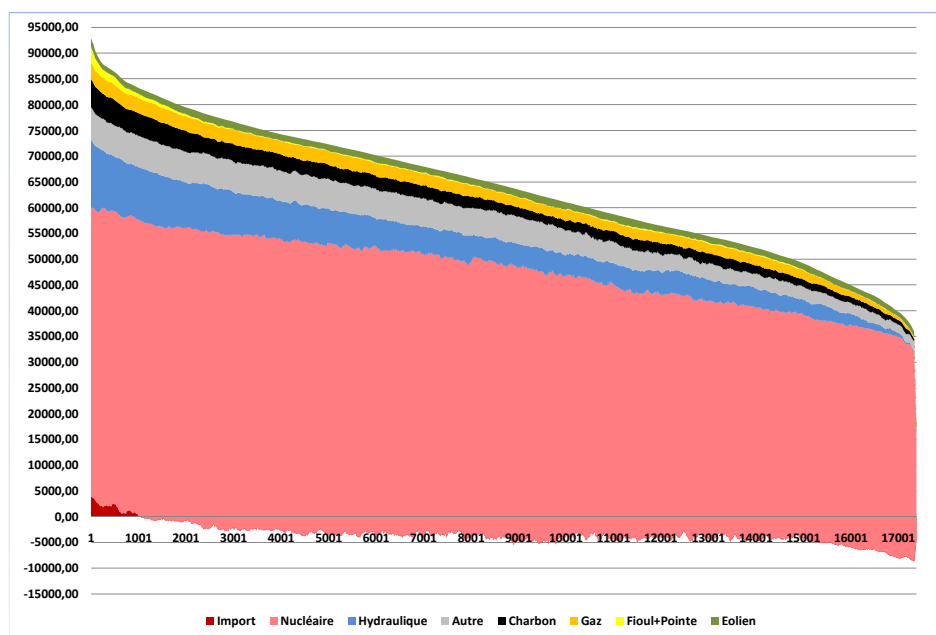


Figure 3 Monotone Consommation production – France Continentale – Sept2010 –Février 2011 (17376 quarts d'heure). On voit que la zone verte a tendance à s'amincir quand le pays a besoin de beaucoup d'électricité. Quand la base colorée devient négative on exporte de l'électricité. NB on a lissé sur 100 points

Elle concerne la période du 1er septembre 2010 au 28 février 2011. Les 17 001 quarts d'heure des six mois étudiés y sont réorganisés, indépendamment de leur date, selon les valeurs décroissantes de la consommation électrique, entre sa valeur maximale (environ 93GW) atteinte au milieu de Décembre et sa valeur minimale (environ 35GW) correspondant à une nuit de Septembre. Quand la base colorée devient négative, nous sommes dans une situation d'exportation d'électricité.

Les importations d'électricité (zone rouge sombre en bas à gauche) ont eu lieu lorsque les consommations étaient les plus élevées. De même on constate que les productions des centrales nucléaires ou à combustible fossile ainsi que celles des barrages du pays ont crû en même temps qu'augmentait la demande d'électricité, montrant ainsi leur capacité à suivre les variations annuelles de la consommation : leur production (zones colorées en rose, bleu, noir, jaune d'or et jaune citron) s'accroît vers la gauche du diagramme. Par contre, on n'observe pas un tel comportement pour la fine zone verte (éolien) : la zone verte a tendance à s'amincir quand le pays a besoin de beaucoup

d'électricité. C'est ainsi par exemple que pendant les grands froids de fin novembre 2011 la puissance éolienne était très faible comme le montre la figure 4 ci-dessous :

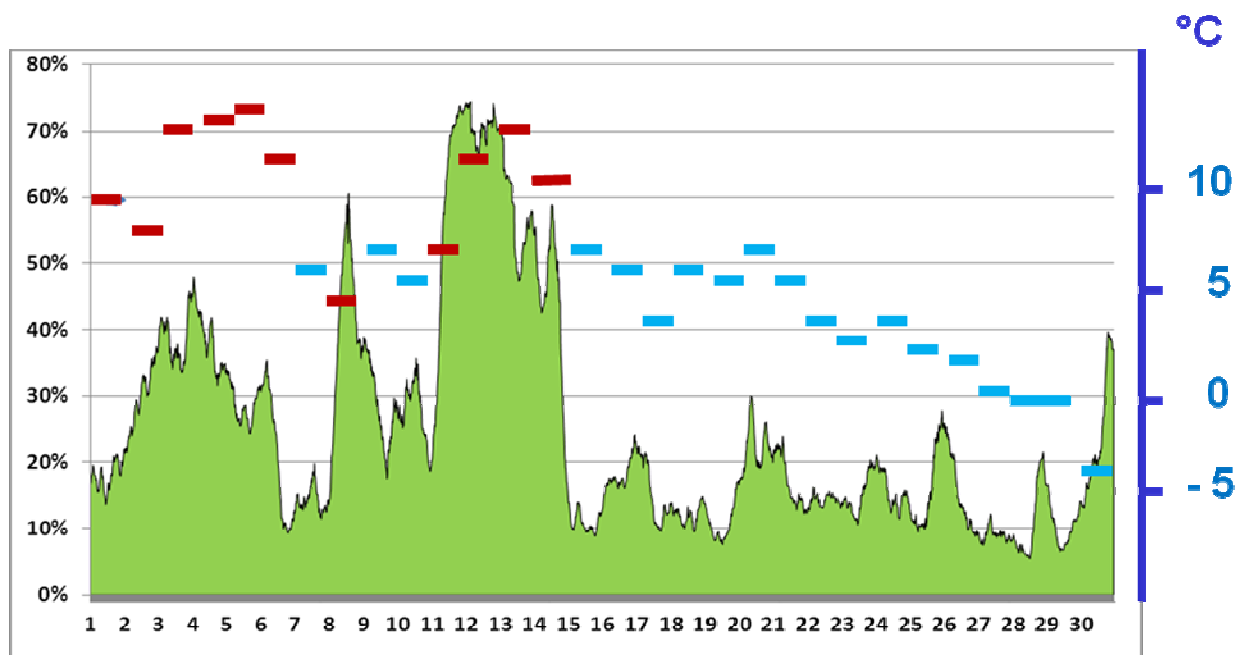


Figure 4 Pendant les journées froides du 16 au 30 novembre 2011 (températures moyennes journalières à droite de la figure et en traits bleus) la puissance éolienne n'était en moyenne que de 17% (en ordonnée à gauche) de sa valeur nominale sur l'ensemble de la France, avec des minimum voisins de 6%. Cette situation est habituelle lors des périodes anticycloniques très froides et très chaudes pendant lesquelles on ne peut compter sur l'éolien.

Conclusion

L'analyse des données de RTE met en évidence la forte variabilité de la production éolienne, son caractère imprévisible (on peut avoir sur un même mois des écarts considérables d'une année sur l'autre), et la nécessité de disposer d'une puissance de secours proche d'environ 90% de la puissance éolienne. Elle est particulièrement faible lors des périodes de besoins maximaux, lors des grands froids et des canicules.