Analyse du « Pacte Electrique Breton »[1]

H. Flocard[2] & J.-P. Le Gorgeu[3]
Association « Sauvons le Climat »[4]

Résumé
Partant de données de productions éolienne, solaire, hydraulique et EnR thermiques bretonnes publiées par RTE pour les années 2013 et 2014, nous construisons un modèle à maille horaire de la production électrique à partir d'énergies renouvelables telle qu'elle est définie par le Pacte Electrique Breton (PEB). Ensuite, par comparaison avec la consommation régionale, nous calculons la production d'énergie pilotable qu'il reste nécessaire d'apporter en complément du PEB. Celle-ci montre que le Pacte est encore très loin de conduire la région Bretagne à l'équilibre énergétique et la sécurisation de son système électrique, pourtant annoncés comme étant ses objectifs majeurs.

Table des matières

Page 2 ; Chapitre I **Résumé pour Décideurs**
Page 6 ; Chapitre II **Introduction**
Page 10 ; Chapitre III **Puissance Appelée**
Page 10 III.a Puissances moyennes
Page 12 III.b Variabilité
Page 13 III.c Thermo-sensibilité
Page 16 ; Chapitre IV **Pacte Electrique Breton, Puissance Solaire Photovoltaïque**
Page 16 IV.a Puissance livrée
Page 17 IV.b Variabilité
Page 18 IV.c Taux de couverture
Page 21 ; Chapitre V **Pacte Electrique Breton, Puissance Eolienne Terrestre**
Page 21 V.a Puissance livrée
Page 22 V.b Variabilité
Page 22 V.c Taux de couverture
Page 24 V.d Thermo-sensibilité
Page 26 ; Chapitre VI **Pacte Electrique Breton, Puissance Pilotable Complémentaire à Fournir**
Page 26 VI.a Puissance livrée
Page 28 VI.b Variabilité
Page 29 VI.c Taux de couverture
Page 31 VI.d Thermo-sensibilité
Page 33 VI.e Gradients horaires de puissance
Page 34 ; Annexe A **Analyse d'une Communication Grand Public sur le Parc Offshore de Saint Brieuc.**
Page 38 ; Annexe B **Pacte Electrique Breton, Puissance Hydraulique**
Page 39 B.a Puissance livrée
Page 40 B.b Taux de couverture
Page 40 B.c Impact d'une remise à niveau de l'usine de la Rance
Page 43 ; Annexe C **Pacte Electrique Breton, Puissance EnR Thermiques**
Page 43 C.a Puissance livrée
Page 44 C.b Taux de couverture

[1] Ce document produit en Décembre 2010 énonce pour l'horizon 2020 un ensemble d'objectifs et de moyens concernant l'approvisionnement électrique de la Bretagne. Il a été cosigné par le préfet de région, le président de région, le président de l'ADEME, le président de RTE et la directrice générale de l'ANAH. Il est téléchargeable à l'adresse : http://www.bretagne.fr/internet/upload/docs/application/pdf/2011-01/pacte_electrique_breton.pdf

[2] hubert.flocard@gmail.com
[3] jp.le.gorgeu@wanadoo.fr
[4] http://www.sauvonsleclimat.org/

I) Résumé pour Décideurs

Du point de vue de son alimentation électrique, la Bretagne présente deux caractéristiques originales. Tout d'abord, elle n'est en mesure de couvrir qu'une très faible partie de sa consommation. Ainsi, aujourd'hui, elle sollicite le soutien du reste du pays à la hauteur d'au moins 85 % de ses besoins en moyenne et à plus de 95 % à certaines heures[5]. Ensuite, sa position géographique péninsulaire « en bout de câble d'alimentation » est unique parmi les régions françaises. En cas de tension extrême sur l'approvisionnement français, la Bretagne se trouve donc en première ligne pour d'éventuelles opérations de délestage[6]. Décider s'il convient de remédier à cette situation de dépendance quasi-absolue et, si oui, comment, apparaissent donc comme de bonnes questions. Bien sûr, si dans le passé, la région avait accepté l'implantation de moyens de production pilotables à la hauteur de ceux qu'on trouve dans des régions voisines, ces questions ne se poseraient pas.

Récemment, le Pacte Electrique Breton (PEB) a été mis en avant comme une autre réponse possible, en tout cas au moins comme une réponse partielle, visant, selon ses propres termes à « *sécuriser l'avenir électrique de la Bretagne* ». Son originalité par rapport aux options déjà rejetées réside dans la volonté de mettre en place une production locale qui s'appuie avant tout sur un ensemble d'énergies renouvelables électrogènes (EnR) et, de fait, très majoritairement sur de l'éolien terrestre et offshore. L'espoir est bien sûr que ces EnR, bénéficiant d'une image favorable dans le public et les médias, ne feront pas l'objet du même rejet[7]. A cet égard, on notera que trouver un site pour la centrale à gaz de Direct-Energie-Siemens n'a pas été chose aisée.

Il est bien connu que les productions associées à ces EnR n'ont pas la flexibilité et la capacité d'ajustement aux besoins de consommation électrique qui, à des degrés divers, sont parmi les propriétés essentielles des énergies pilotables : celle des centrales et des retenues de montagne. La productivité de ces EnR dépend au contraire de facteurs variés (et variables), vent, ensoleillement, pluies, marées, etc., sur lesquels l'homme n'a pas prise et qui, bien sûr, ignorent aussi ses désirs et ses besoins. Or le PEB, même s'il donne les valeurs des puissances EnR qu'il souhaite voir déployer, ainsi que les productions énergétiques annuelles qu'il en attend, ne fournit aucune véritable indication de la façon dont ce parc permettra effectivement de « *réduire la fragilité électrique* » bretonne.

C'est dans ce contexte que nous avons entrepris cette étude. Pour ce faire, nous avons bénéficié d'un outil remarquable mis en ligne par l'opérateur du réseau français RTE – un des signataires du PEB –, à savoir un suivi détaillé (chaque demi-heure) de l'ensemble des puissances livrées par les EnR actuellement opérationnelles en Bretagne. A la notable exception de l'éolien offshore, pour lequel aucune donnée française n'existe, pour toutes les autres productions EnR (éolien terrestre, solaire, hydraulique, EnR thermiques) nous avons été en mesure de suivre leur efficacité sur deux années complètes et donc de prédire heure par heure ce que, dans les mêmes conditions météorologiques, serait la production du parc inscrit dans le PEB. Comme nous disposions aussi de la consommation bretonne avec la même maille horaire, nous avons pu par différence regarder dans quelle mesure la région s'affranchira de sa dépendance électrique, voire se placera en situation exportatrice, et si la sécurité d'approvisionnement promise se trouvera bien au rendez-vous.

La consommation bretonne (chapitre III), dont le PEB escompte qu'elle n'augmentera que très peu d'ici 2020, présente une structure rythmée par les saisons (forte en hiver avec des pics de l'ordre de 4000 MW, faible en été avec des creux voisins de 1600 MW). A cette structure saisonnière se superpose une structure hebdomadaire tout aussi globalement prédictible (consommation forte les jours ouvrés, faible les week-ends et les jours fériés). Naturellement, la consommation nocturne est aussi plus faible que celle du jour, tout au moins les jours ouvrés. Par exemple la moyenne sur deux ans est de 2380 MW pour la puissance nocturne tous jours compris, 2230 MW en période diurne férié et de 2850 MW en période diurne ouvrée. La moyenne sur deux ans des variations de puissance extrêmes à l'intérieur d'une journée est de 930 MW. Ces variations intra-journalières oscillent dans l'intervalle [800, 1100] MW avec des pics pouvant exceptionnellement atteindre 1600 MW. Ceci donne un ordre de grandeur de la flexibilité des moyens de production dont, à tout instant, le gestionnaire de réseau doit pouvoir aujourd'hui disposer pour assurer la stabilité de l'approvisionnement électrique. En période de forte demande (lorsqu'il fait froid) la thermo-sensibilité (c.à.d. l'accroissement de la demande de puissance quand la température baisse) est de l'ordre de –95 MW/°C. Relativement au reste du pays, cette valeur est un facteur de stabilité électrique car, en valeur absolue, elle est inférieure à celle de la moyenne française qui, à taille de population égale, est voisine de –120 MW/°C.

Nous avons déduit la production du parc solaire PV de 400 MW prévu dans le PEB (chapitre IV), à partir de l'efficacité horaire du parc breton mesurée au long des années 2013-2014. Nous trouvons que l'efficacité moyenne annuelle solaire bretonne vaut 12,5% c'est-à-dire une valeur légèrement supérieure à celle inscrite dans le PEB (11,4%). En moyenne sur deux ans, le taux de couverture solaire de la consommation vaut

[5] La région PACA et à un degré moindre la région Languedoc-Roussillon se trouvent dans des situations voisines.

[6] Le délestage consiste pour l'opérateur de réseau à couper temporairement, partiellement ou totalement, l'alimentation d'une zone d'extension géographique limitée dans le but d'éviter l'effondrement de l'ensemble du réseau dont il a la charge.

[7] Aujourd'hui, le taux de réalisation du programme EnR du PEB est de ~40 % pour l'éolien terrestre et le solaire, 100 % pour l'hydraulique et environ ~25 % pour les EnR Thermiques. Seuls manquent complètement l'éolien offshore et l'hydraulique en mer.

2,1 %. Par contre au midi solaire, pendant l'été, des valeurs supérieures à 15 % peuvent parfois être ponctuellement atteintes. Cependant, même en été, les maximums journaliers peuvent aussi descendre à 4 %. Si on se limite à la période diurne des jours ouvrés, on peut considérer que le parc du PEB soulagera de l'ordre de 3,5 % la dépendance électrique de la région. Cependant, bien évidemment, l'impact le plus fort du solaire PV correspond à la période de plus faible consommation : l'été. Il devient quasiment négligeable en hiver quand la demande régionale est la plus forte.

De même, nous avons calculé la production du parc éolien terrestre de 1800 MW prévu dans le PEB (chapitre V) à partir de l'efficacité mesurée heure par heure du parc breton au long des années 2013-2014. L'efficacité moyenne annuelle qu'on trouve à partir des données RTE est de 20,6%. C'est une valeur très inférieure aux 25,4% envisagés dans le PEB. La valeur moyenne sur deux ans du taux de couverture pour le parc du PEB (14,8%) peut sembler importante. Cependant elle est peu significative de la contribution de l'éolien à la sécurité électrique régionale tant on observe de fluctuations d'un jour à l'autre, voire à l'intérieur d'une même journée. Ainsi pour le mois de Janvier, d'une année sur l'autre, le taux de couverture moyen peut varier du simple au double. Enfin, si nous considérons que la sécurité énergétique se mesure avant tout lorsque la région est active (période diurne des jours ouvrés) et choisissons aussi d'oublier ses violentes fluctuations autour des valeurs moyennes, le parc éolien terrestre du PEB ne diminue que de 12,9 % la dépendance électrique de la région.

Utilisant des analyses antérieures des parcs offshores danois et belges ainsi que les données RTE pour la région Nord-Pas-de-Calais, nous avons estimé que l'efficacité des futurs parcs offshore bretons devrait être de l'ordre de 35 %. Utilisant cette valeur légèrement supérieure à celle inscrite dans le PEB (33 %), nous avons remplacé le parc offshore PEB de 1000 MW par un équivalent éolien terrestre de 1750 MW.

Selon la même méthode, nous avons été en mesure de prédire la production PEB pour l'hydraulique (Usine de la Rance, barrages) (Annexe B) et pour les EnR Thermiques – biomasse, biogaz, incinération des déchets – (Annexe C). Leur contribution additionnelle moyenne à la réduction de dépendance électrique pendant la période d'activité économique régionale sera dans les deux cas de quelques pour cent. Nous avons choisi de négliger la petite composante hydrolienne (10 MW) inscrite au PEB car un suivi des expériences en cours en Bretagne et dans le monde sur le développement de cette filière montre que son rôle sera, selon toutes probabilités, pendant longtemps, plus médiatique qu'énergétique.

A ce stade, disposant d'un suivi sur deux ans de toutes les productions EnR inscrites au PEB, par différence avec la consommation, nous avons déterminé, heure par heure, la puissance complémentaire que la région doit solliciter et donc avons mesuré à quel point, le PEB contribue à « *assurer l'avenir énergétique de la Bretagne* » tout en améliorant la sécurité de sa gestion (chapitre VI). Une fois construite, la centrale à gaz de 420 MW de Landivisiau contribuerait pour partie à la fourniture de cette puissance complémentaire pilotable.

Si on s'en tient aux seules valeurs moyennes sur l'ensemble des nuits et des jours de deux années, qu'ils soient fériés ou ouvrés, on constate effectivement un gain. Une fois les 3600 MW de puissance totale du parc EnR du PEB en place, la dépendance moyenne de la région d'un approvisionnement pilotable complémentaire descend à 62 %. Bien sûr, si la même puissance avait été installée directement sous forme pilotable, la région serait devenue presque complètement électriquement autonome. De toute façon, là encore, les valeurs moyennes sont peu représentatives de la situation engendrée par le PEB. Ainsi 45 % du temps des périodes diurnes des jours ouvrés, la région devra trouver plus des trois-quarts de son énergie électrique ailleurs que dans le parc EnR du PEB. En fait, sur deux ans, le taux de couverture moyen assuré par ce parc qui est de 48,4 % pour la période diurne des jours fériés tombe à 34,5 % pour la période diurne des jours ouvrés.

Les contraintes de flexibilité auxquelles est soumise la production pilotable qui doit servir de béquille au programme EnR du PEB sont bien supérieures à celles qu'exige la seule consommation bretonne. Ainsi, la valeur moyenne des variations de puissance à l'intérieur d'une même journée qui vaut 930 MW pour la consommation s'élève maintenant à 1420 MW. Des pics de variabilité intra-journalière de 3500 MW sont parfois atteints. A certaines heures, il faut être en mesure de fournir près de 4000 MW. La puissance du parc pilotable nécessaire au soutien est quasiment la même que celle que demande la consommation bretonne d'aujourd'hui. Ce parc complémentaire est simplement plus mal utilisé, car il l'est par à-coups. Le réseau doit ainsi gérer des gradients horaires de puissance jusqu'à deux fois supérieurs à ceux résultant de la seule consommation. Finalement la thermo-sensibilité passe de –95 MW/°C à environ –230 MW/°C Dans ce domaine, non seulement on dégrade l'avantage actuel de relative stabilité de la région, mais on crée une situation relativement deux fois plus difficile à gérer que celle de la France d'aujourd'hui.

A beaucoup d'égards, le PEB semble donc annoncer une augmentation notable de la charge de travail des équipes techniques de RTE et des producteurs d'énergie pilotable sans qu'il en résulte en contrepartie un gain particulier pour le consommateur breton. C'est d'ailleurs parce qu'ils savent pertinemment que, dans un tel contexte, les conditions de fonctionnement d'une centrale à gaz de puissance seront loin d'être optimales[8] et ne

[8] On pourra comme illustration suivre le dossier des déboires de la toute nouvelle centrale à gaz allemande construite par l'opérateur E.ON à Irsching, centrale que le gouvernement allemand a dû finalement se résoudre à subventionner à la hauteur de ~100 M€/an pour éviter qu'elle ne ferme.

permettront pas à cet outil de production de réaliser les performances pour lequel il a été conçu, que les promoteurs de cette centrale en projet plaident pour que son fonctionnement soit lui aussi subventionné[9].

Si, une fois le PEB en place, la valeur moyenne à l'année du besoin de couverture complémentaire est de 62 % alors que parfois le taux de couverture pilotable nécessaire s'élève encore à plus de 95 %, c'est qu'il existe aussi des périodes où l'appel à du soutien externe est plus faible. En fait, à certaines heures, la région, faute de moyens de stockage, sera même obligée d'exporter de l'énergie électrique. Cette capacité d'exportation ne se présente jamais sous la forme régulière et programmable que, par exemple, la Basse-Normandie est en mesure de mettre au service de la nation (et en particulier de la Bretagne). Pour la Bretagne du PEB, l'exportation ne dure typiquement que quelques heures. De plus, notre analyse montre que ces heures sont concentrées sur les week-ends et jours fériés, c'est-à-dire toujours à des moments où la consommation nationale électrique est globalement faible.

Or, si on compare le PEB aux autres schémas énergétiques des régions françaises, on constate qu'il n'est pas véritablement original. Comme tous les autres, il proclame un désir d'autonomie et pour l'atteindre se fonde sur un déploiement important d'EnR électrogènes[10]. Comme, en dépit des discours, le foisonnement des EnR est faible tant au niveau français qu'européen, l'ensemble de nos futurs parcs offshore de la Manche et de l'Atlantique ainsi que l'éolien terrestre va fréquemment produire en rafale au même moment et les pics de production solaire seront simultanés alors que pendant les jours fériés, partout dans le pays et sur le continent, le besoin électrique sera faible. Tout le monde souhaitera donc exporter en même temps. Ce ne sont donc pas seulement les moments où les EnR ne produisent rien ou pas grand-chose qu'un problème va se poser, mais aussi quand elles produiront trop. Le restant de système productif pilotable devra alors trouver en son sein des **réserves de puissance à la baisse** pour quelques heures tout en étant prêt à repartir lorsque le besoin reviendra alors que les EnR faibliront.

De fait, alors que le système électrique français de l'après-guerre a été construit à partir de principes de complémentarité et de solidarité (y compris en ce qui concerne un tarif unique même quand une région importe plus de 85 % de son électricité du reste du pays) il est surprenant de voir qu'aujourd'hui on propose partout en modèle cette notion d'« autonomie régionale » si peu fondée aux plans technique (on l'a vu) et économique (voir plus loin), alors que, paradoxalement, dans le même temps, on plaide pour un renforcement de l'intégration des réseaux européens comme si, seule une vision de la production électrique à l'échelle nationale posait problème.

Une des faiblesses essentielles du PEB est son quasi-silence sur le seul dispositif qui permettrait de compenser la disparité temporelle entre le besoin de consommation et les productions EnR : un stockage à la hauteur des enjeux. Mais avec quelles technologies ? L'hydraulique ? Les rivières et monts bretons n'y suffisent pas. Les batteries ? Pas pour de tels volumes sans parler des coûts. L'hydrogène ? Compte tenu du rendement global on y perdrait les 2/3 de l'énergie. Le fait que les formulations du PEB concernant le stockage relèvent plus de l'invocation que de la prescription s'explique par cette dure réalité que les signataires avaient certainement en tête : les technologies de stockage permettant à la région d'accorder les volumes énergétiques ainsi que les temporalités et les dynamiques de transfert entre ses futures productions EnR et sa consommation n'existent pas. De plus elles ne seront pas disponibles avant longtemps, bien au-delà de la date à laquelle le PEB se projette (2020).

Même si notre analyse se concentre sur les aspects techniques, il n'est pas sans intérêt de considérer un parmi les surcoûts annuels induits par le PEB : celui du montant de la CSPE[11] qui sera réclamée à chaque consommateur au dos de sa facture. Un calcul simple, aux conditions économiques 2015 telles qu'on peut les extraire des documents de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE, 15/10/2014), donne ainsi :

- solaire :	8760 h x 400 MW x 12,5 % =	438.000 MWh à (200-45) €/MWh,	soit ~68 M€,
- éolien terrestre :	8760 h x 1800 MW x 20,6 % =	3.248.000 MWh à (90-45) €/MWh,	soit ~146 M€,
- éolien offshore :	8760 h x 1000 MW x 35 % =	3.066.000 MWh à (220-45) €/MWh,	soit ~537 M€.

[9] Comme pour la cogénération ; dans ce cas, la mise en place du programme EnR du PEB conduirait, de par les nouvelles exigences techniques qu'il crée, à « justifier » l'attribution d'une autre subvention publique à une production électrique émettrice de CO_2. Dans leurs publications quand ils évoquent la question des émissions de CO_2, les promoteurs du projet de centrale à gaz laissent entendre que leur centrale prendra la place de centrales à fioul ou à charbon et conduirait donc à une baisse des émissions. Il serait intéressant de leur demander de préciser – ou de le demander à RTE – s'il s'agit des centrales de pointe régionales actuelles, ou sinon de quelles centrales et par quelle méthode on pourrait, après coup, vérifier ce type d'assertion. En effet, elle a déjà été employée faussement pour les énergies renouvelables (éolien, solaire) comme l'exemple de l'Allemagne le montre clairement. On notera finalement que bâtir une centrale à gaz revient à remplacer une dépendance énergétique régionale par une autre ; importation de gaz au lieu d'électricité.

[10] Un peu comme ces messages publicitaires qui garantissent la mise en valeur de votre personnalité propre (« Soyez vous-même ! ») tout en vous incitant à acheter le même produit que tout le monde.

[11] CSPE = Contribution au Service Public de l'Electricité.

Sans compter les subventions à l'hydraulique, aux EnR thermiques et à la centrale à gaz[12], on arrive donc à un total d'environ 750 M€/an, à partager entre tous les consommateurs, 5 % de bretons et … 95 % de non-bretons et ce, pendant une à deux décennies au moins.

Les producteurs d'EnR électrogènes bretons (et français) bénéficient de deux avantages considérables (un prix d'achat très supérieur à celui du marché et au coût du reste de la production française – ce surcoût est couvert par la CSPE qui, pour le seul PEB, correspond au montant indiqué ci-dessus – et une garantie de vente de toute leur production à ce prix avantageux indépendamment du fait que la société en ait besoin ou non). Par ailleurs, on ne peut avancer aucun bénéfice pour le consommateur de leur contribution spécifique[13]. De plus, l'exemple du système électrique allemand sur la dernière décennie montre qu'un déploiement massif d'éolien et de solaire n'entraine pas de gain mesurable dans le contenu CO_2 du kWh, c'est à dire pas d'impact climatique positif. Or, ces producteurs EnR transfèrent à ce même consommateur d'autres surcoûts associés à l'inadéquation de leur mode de production au besoin du pays (frais de réseau et de dégradation du mode de fonctionnement des moyens pilotables en soutien). Il semblerait plus juste que, comme c'est maintenant envisagé en Allemagne, mais pas mentionné dans le PEB, chaque producteur EnR breton finance soit des moyens de stockage de sa production (guère envisageable en Bretagne sauf pour le solaire individuel par l'adjonction de batteries) soit la mise en place et l'exploitation des moyens qui compensent les problèmes que crée au réseau l'injection directe de sa production[14]. Un premier pas dans cette direction consisterait par exemple à ce que la subvention de la centrale à gaz de Landivisiau qui va contribuer à l'équilibre du réseau, soit couverte par un prélèvement sur les recettes des producteurs EnR régionaux.

A certains égards, il nous semble donc que le PEB s'apparente à une fuite en avant technico-économique par laquelle on se fabrique des problèmes nouveaux, sans pour autant résoudre les anciens, avec l'espoir qu'un miracle non précisé de la technologie viendra un jour apporter les solutions nécessaires. Il appartiendra donc au citoyen de demain de gérer les conséquences de la transposition en actes de ce bizarre « saut dans l'avenir » qui ne se fonde pas sur une argumentation mais seulement sur du volontarisme[15] et dont l'une d'elle ne manquera pas de se manifester assez vite à un moment important de la vie du consommateur breton, mais aussi français : celui où il acquitte sa facture électrique.

---

[12] Dans le compte-rendu de l'intervention du ministre Besson du 29/02/2012 à l'occasion de l'annonce du résultat de l'appel d'offres pour la centrale à gaz, on pouvait lire : « *Si la centrale est construite dans le délai sur lequel il s'est engagé, le consortium touchera une prime de 40 M€ par an, environ, financée par la CSPE* ». Depuis, on a parlé d'un soutien par un « mécanisme de capacité » qui reste à mettre en place. Quelle que soit la méthode de financement, dans le contexte actuel, le montant annuel de la subvention sur laquelle compte le consortium doit être voisin du chiffre mentionné par M. Besson et le payeur de ce surcoût devrait être, in fine, le consommateur français.

[13] Même si l'imagination fertile de certains communicants du renouvelable le donne parfois à entendre, une fois sur le réseau, personne ne sait distinguer la contribution « verte » ou « jaune » au déplacement d'un électron qui résulte de la « poussée » d'une éolienne ou d'un panneau solaire, de celle « noire », « bleue » ou « rouge » associée à une centrale à charbon, un barrage de montagne ou une centrale nucléaire. Annoncer que l'on livre à ses clients de l'électricité « verte » relève de la « com. » pure et simple à partir du moment où le réseau de RTE ou de ErDF est utilisé pour son transport.

[14] Contribution par exemple au prorata de sa production. Mais on peut imaginer d'autres systèmes prenant en compte par exemple les exigences supplémentaires que créent les EnR pour la production pilotable de compensation et qu'une comparaison des résultats des chapitres III et VI de notre travail permet de chiffrer.

[15] A l'instar de ces dessins animés, où un personnage, inconscient du danger, avance dans le vide, pour ne tomber qu'au moment où il prend conscience de là où il s'est fourré.

II) Introduction

Nos travaux antérieurs sur l'ensemble des données de consommation, des diverses productions électriques bretonnes et des importations électriques régionales pour chaque mois des années 2013-2014 sont disponibles sur le web[16]. La maille temporelle de ces analyses est celle des fichiers fournis par le site eCO2mix de Réseau de Transport Electrique (RTE)[17], c'est-à-dire la demi-heure. Le fait le plus marquant ressortant de ces analyses portant sur vingt-quatre mois est que, pour la couverture de ses besoins en électricité, la Bretagne dépend, mois après mois, en moyenne à plus de 85 % d'importations via RTE.

Dans ce travail, nous nous proposons de reprendre l'ensemble des données de ces deux années et d'en faire un traitement plus global. De plus, nos analyses s'attacheront à employer cet ensemble qui concerne le passé récent (années 2013 et 2014) pour évaluer l'avenir électrique régional tel qu'il résulterait de la réalisation des propositions contenues dans le PEB.

Parmi les objectifs du PEB qui se fixe 2020 comme horizon, on trouve – comme on le retrouve d'ailleurs énoncé dans tous les schémas énergie des régions françaises – une volonté de progresser vers l'autonomie électrique régionale. On lit aussi qu'une des ambitions du PEB est l'amélioration de la sécurité du système électrique breton.

En dépit des prévisions qu'il fait d'une augmentation de la population et d'un contexte économique dynamique, le PEB table sur une croissance modérée de la consommation électrique annuelle en conséquence d'efforts d'efficacité énergétique et de contrôle de la consommation[18]. Ainsi, selon le PEB, celle-ci pourrait être contenue en dessous de 23,5 TWh en 2020, soit, en moyenne annuelle, une puissance appelée de 2682 MW.

En ce qui concerne la production électrique, pour améliorer la couverture régionale propre, les ambitions du PEB se concentrent – comme partout ailleurs – sur les énergies renouvelables et en particulier sur les éoliens terrestre et offshore et à un degré moindre sur le solaire photovoltaïque (PV) et les EnR thermiques de type biomasse ou biogaz. Ainsi la puissance installée du parc éolien terrestre atteindrait 1800 MW, celle du parc offshore, 1000 MW, et celle du parc solaire PV, 400 MW. L'hydraulique bretonne (usine de la Rance et autres petits barrages) conserverait son niveau de puissance actuel de 276 MW. Quant aux EnR thermiques, si on y inclut la puissance des incinérateurs qui resterait stable, le parc atteindrait 132 MW.

Le PEB mentionne aussi l'installation d'une petite puissance hydrolienne en mer : 10 MW. Nous ne la considérerons pas du tout dans cette étude car les récentes expérimentations de cette technologie au large de la Bretagne augurent mal de la mise en place, même d'une puissance aussi faible à l'échéance 2020. D'ailleurs, serait-elle en place, si son efficacité est de l'ordre de celle de l'usine de la Rance (~28%), son impact énergétique resterait négligeable.

Le document PEB évoque aussi l'usage additionnel de la cogénération (niveau actuel ~80 MW) et la construction d'une centrale à gaz de type cycle combiné dont la puissance serait de l'ordre de 450 MW.

Les études citées en note 16 montrent clairement que la cogénération ne fonctionne que pendant la période où une subvention lui est attribuée. Elle le fait alors à niveau constant (en base) de façon à maximiser le retour financier. Si de ce point de vue, elle est parfaitement prédictible, on peut aussi dire qu'elle ne cherche pas du tout à modifier sa production pour aider à la couverture du besoin électrique régional en s'ajustant à ses variations. Quant à la centrale à gaz qui finalement sera construite à Landivisiau (puissance 420 MW) et qui devrait être opérationnelle avant 2020, nous la considérons comme partie intégrante du dispositif de soutien au PEB, dispositif à la discussion duquel nous consacrons le chapitre VI de ce travail. Elle en constituera une des composantes internes au même titre que les centrales à fioul actuelles alors que nous qualifierons d'externe les moyens de productions des autres régions françaises (ou de l'étranger).

L'objectif de la présente étude n'est pas d'évaluer le réalisme du calendrier du PEB au regard de la situation des divers parcs de production et de leurs actuelles croissance annuelles : éolien terrestre (parc fin 2014 : ~825 MW, croissance : ~35 – 40 MW/an), éolien offshore (pas de parc installé), solaire PV (parc fin 2014 :~170 MW, croissance : ~20 MW/an) et ENR thermiques (parc fin 2014 : 37 MW, croissance : de 1 à 5 MW/an). De même nous ne faisons qu'évoquer certains des aspects économiques (coûts d'investissements, surcoût transférés à la facture électrique des consommateurs via l'augmentation de la CSPE, promesses de création d'emplois, impact sur la balance commerciale nationale, conséquences pour d'autres activités économiques). Nous concentrons plutôt notre étude sur l'impact qu'un PEB effectivement réalisé, quelle qu'en soit la date d'achèvement, aura sur la production électrique régionale, le taux de couverture propre et la gestion du réseau.

Pour ce faire, nous utiliserons les données horaires des années 2013 et 2014 qu'eCO2mix fournit pour la consommation et les productions de l'éolien terrestre, le solaire PV, l'hydraulique et les EnR thermiques. Grâce

[16] http://www.sauvonsleclimat.org/donneestechniqueshtml/analyse-graphique-des-donnees-du-site-eco2mix-rte-sur-la-production-francaise-delectricite/35-fparticles/1177-analyse-graphique-des-donnees-du-site-eco2mix-rte-sur-la-production-francaise-delectricite.html

[17] http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix

[18] L'adjectif utilisé est « *maîtrisée* » et mentionne la volonté de ramener le taux de croissance de la consommation électrique à 1% par an.

au suivi de la croissance des puissances installées que permettent d'une part les tableaux de bord éolien et solaire PV trimestriels du ministère de l'environnement[19]et, d'autre part les informations que donne le site de l'observatoire des énergies régionales de RTE[20], nous pouvons calculer l'efficacité horaire[21] de chacun des moyens de production au fil des deux années, c'est-à-dire le rapport de la puissance moyenne livrée au réseau à la taille du parc installé au même moment. Au moyen d'une renormalisation aux puissances retenues par le PEB nous pouvons alors prédire l'évolution temporelle de la production des différents moyens une fois le PEB en place, que ce soit en 2020 ou plus tard. Ensuite, par différence avec la puissance appelée, nous pouvons calculer heure par heure le besoin résiduel d'appel à de la puissance pilotable (interne à la Bretagne non renouvelable, ou importée) ou, le cas échéant, la capacité d'exportation régionale.

Pour réaliser cette analyse des conséquences techniques d'une mise en place du PEB, il nous manque cependant des informations sur la productivité de la future technologie éolienne offshore bretonne. En effet, celle-ci n'a pas encore été expérimentée en France. La proximité à la terre des parcs offshore bretons approuvés ou annoncés permet de supposer en première approximation que les variations temporelles de leur production seront quasiment synchrones de celle de l'éolien terrestre breton comme on peut, par exemple, l'observer au Danemark[22]. Il nous reste alors à fixer l'efficacité moyenne de ces parcs en mer. Selon le PEB – qui ne fournit pas de justification pour son chiffre – elle devrait être de 33 %, soit 2891 « heures équivalentes à pleine puissance » sur les 8760 heures que compte une année.

Pour notre part, nous avons choisi d'utiliser des informations détaillées provenant des données danoises et belges pour l'offshore. Nous les extrapolons ensuite à la Bretagne, en nous appuyant sur la comparaison des données éoliennes terrestres 2013-2014 pour les régions françaises situées le long des côtes de la Manche. A cet effet, la figure 1, reprise de notre fichier d'analyse de la situation électrique bretonne du mois de Décembre 2014, permet de constater que la Bretagne, n'est pas, en ce qui concerne l'éolien, une région côtière particulièrement privilégiée. Par exemple, l'efficacité moyenne de l'éolien breton pour 2014 (20 %) a été inférieure de plus de quatre points à celle mesurée dans la région Nord Pas de Calais (24,6%).

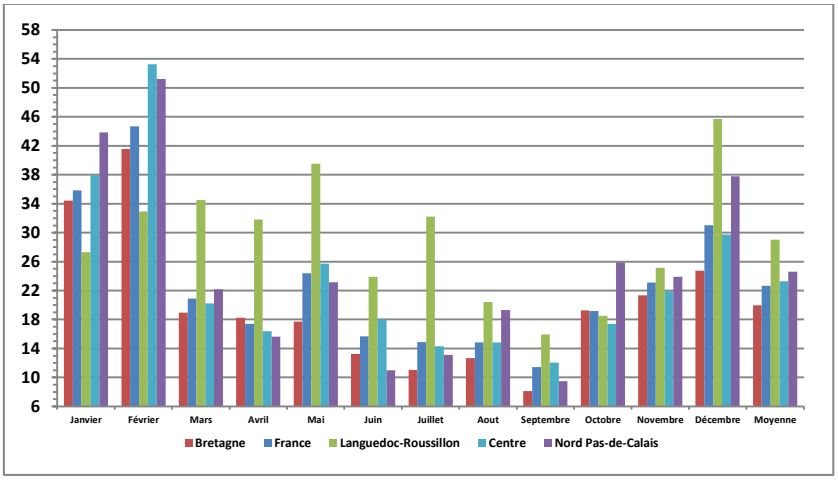


Fig.1 Bretagne Année 2014. Comparaison des efficacités éoliennes moyennes mensuelles (en %) de la Bretagne, de la France continentale et de trois régions françaises. Pour le calcul des efficacités, les valeurs mensuelles des puissances installées sont obtenues par interpolation des chiffres des « Tableaux de bord éolien et photovoltaïque » publiés chaque trimestre par le ministère. De façon un peu surprenante, compte tenu des fortes ambitions éoliennes affichées par la région Bretagne, pour dix des douze mois de 2014, la Bretagne a été moins efficace pour produire de l'énergie électrique éolienne que la France dans son ensemble. Le dernier ensemble de barres montre qu'un MW éolien implanté en Bretagne a été moins productif (moyenne de 20 % pour douze mois) qu'un MW du parc de la France continentale (moyenne de 22,7 % pour douze mois). Notons que les données 2013 montraient déjà un déficit d'efficacité éolienne de la Bretagne par rapport à la France dans son ensemble. Du point de vue éolien, sur l'année 2014, les trois autres régions étagées du Sud au Nord, choisies pour comparaison, ont aussi des performances moyennes supérieures (Languedoc-Roussillon 29 %, Centre 23,3 %, Nord Pas-de-Calais 24,6 %). Au contraire de la Bretagne, ces trois régions contribuent donc à augmenter la moyenne française.

[19] http://www.developpement-durable.gouv.fr/Chiffres-cles-et-donnees,29321.html.

[20]http://www.observatoire-energie-ges-bretagne.fr/Indicateurs-et-bilans/Indicateurs/Les-puissances-EnR-raccordees-aux-reseaux-d-electricite.

[21] On l'appelle aussi parfois « facteur de charge horaire ».

[22] Pour plus de détails sur la situation européenne des parcs offshore, ainsi que sur la corrélation des productions éoliennes régionales et de façon générale sur la notion de « foisonnement », voir l'article « Electricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables » de H. Flocard, J.P. Pervès et J.P. Hulot, dans « Techniques de l'Ingénieur », 10/10/2014, be8586.

La même perte d'efficacité en fonction de la latitude[23] s'observe lorsqu'on compare les efficacités éoliennes offshore du Danemark (~42 %) et de la Belgique (~39 %). En l'état actuel des connaissances, pour un parc en mer au large des côtes bretonnes, il apparaît donc raisonnable de compter sur une efficacité inférieure de quatre points à celle de la Belgique, c'est-à-dire égale à 35 % soit une valeur légèrement supérieure à celle retenue dans le PEB[24]. Comme l'efficacité du parc breton est de 20 %, en première approximation, un parc de 1000 MW offshore devrait être l'équivalent d'un parc terrestre de 1000 x (35/20) = 1750 MW soit essentiellement un quasi doublement de la capacité éolienne terrestre annoncée dans le PEB. C'est cette hypothèse que nous retiendrons dans la section VI de ce document.

La figure 2 est l'analogue de la Fig.1 pour la production solaire PV. Elle montre qu'un panneau solaire implanté en Bretagne est un peu moins efficace qu'un panneau implanté dans la région Centre, dans la France dans son ensemble et bien sûr dans la région Languedoc-Roussillon. Cependant l'écart n'est pas grand. Certains mois de 2014 (Juin, Juillet, Septembre) l'ensoleillement breton se comparait d'ailleurs très favorablement à celui des régions méditerranéennes françaises.

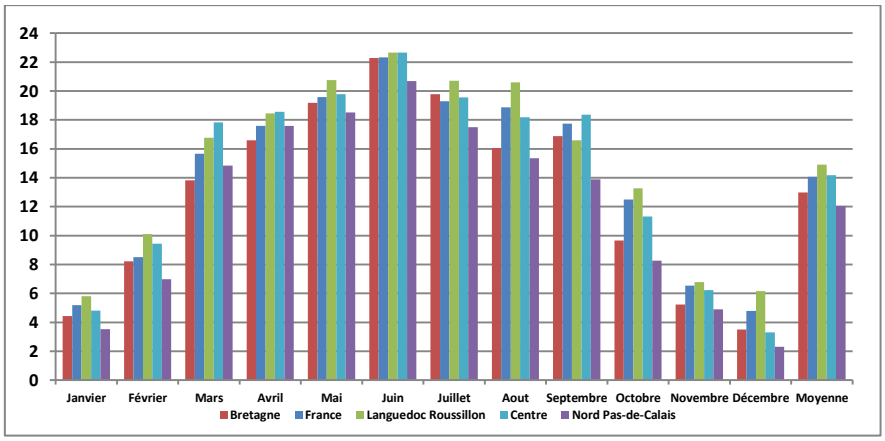


Fig.2 Bretagne Année 2014. Comparaison des efficacités solaires PV moyennes (en %) mensuelles de la Bretagne, de la France continentale et de trois régions françaises. Pour le calcul des efficacités, les valeurs mensuelles des puissances installées sont obtenues par interpolation des chiffres des « Tableaux de bord éolien et photovoltaïque » publiés chaque trimestre par le ministère. Assez naturellement, compte tenu de sa latitude intermédiaire, pour chacun des douze mois de 2014, la Bretagne a été un peu moins efficace à produire de l'énergie solaire que la France dans son ensemble. Comme le montrent l'ensemble des barres les plus à droite, un panneau photovoltaïque implanté en Bretagne est un peu moins productif (moyenne annuelle 13 %) que le parc de la France continentale (moyenne annuelle 14,1 %). Les performances des régions reflètent l'effet de la latitude : augmentation globale de l'ensoleillement au sud, légèrement compensée en été par l'accroissement de la longueur des jours lorsque la latitude croit. Sur l'année les performances moyennes des trois autres régions choisies pour la comparaison sont : Languedoc-Roussillon 14,9 %, Centre 14,2 %, Nord Pas-de-Calais 12,1 %.

Partant d'une base de données horaire, la plupart des analyses qui vont être présentées concernent des mailles temporelles journalières, mensuelles et annuelles. Pour chacune de ces durées, les discussions se font toujours en termes de puissance moyenne P (unité MW). **Il faut néanmoins garder en mémoire que lorsqu'on parle de puissance moyenne sur des durées qui, comme le jour, le mois ou l'année, sont longues par rapport aux temps caractéristiques de l'équilibrage du réseau électrique (de la seconde à la minute), on considère en fait, implicitement, la quantité d'énergie totale consommée ou produite E (unité MWh) sur l'intervalle temporel considéré** en ignorant ses fluctuations à l'intérieur de cet intervalle (alors même que celles-ci peuvent être cruciales pour la stabilité du réseau). Ainsi, pour une journée, on définira P comme E/24 et pour une année E/8760. Utiliser les puissances dans une discussion présente pour nous l'avantage de n'avoir à travailler qu'avec une seule échelle (l'échelle verticale de la plupart de nos graphiques), la même pour toutes les mailles temporelles, au lieu d'échelles différant par exemple d'un facteur 8760 si on compare la quantité d'énergie d'une heure à celle d'une année.

[23] Le phénomène météorologique, dit du « Rail des tempêtes », qui conduit sur notre continent des dépressions atlantiques accompagnées de vents violents a plutôt tendance à passer bien au nord de la France, sur le nord de l'Irlande, de l'Angleterre, sur l'Ecosse et la Mer du Nord à la latitude du Danemark et de la Norvège. Il lui arrive parfois pourtant de descendre jusqu'à notre pays engendrant alors des phénomènes venteux violents et destructeurs comme ce fut le cas en Janvier et Février 2014. On se souviendra aussi de celui de la fin Décembre 1999.

[24] On notera que le consortium « Ailes Marines » annonce une efficacité supérieure à 42 % pour le parc qu'il envisage de construire au large de Saint Brieuc. Nous n'avons pas trouvé de document avec une argumentation justifiant cette valeur. Néanmoins, dans l'Annexe A, nous analysons les conséquences techniques associées à une telle efficacité éolienne.

Nous analysons séparément les contributions nocturnes et diurnes sur deux années et nous traitons de façon différenciée les jours fériés et les jours ouvrés. Nous regardons également l'ampleur des variations des productions et de la consommation soit à l'intérieur d'une même journée, soit d'un jour sur l'autre, soit en fonction de la température. Ceci nous permet d'évaluer les contraintes sur la gestion d'un réseau électrique pour lequel, comme on le sait, production et consommation doivent s'équilibrer à tout instant et en tout lieu.

Cet article, constitué pour l'essentiel de graphiques commentés, passe en revue la consommation électrique régionale de deux années (chapitre III), la production photovoltaïque pour un parc de 400 MW (chapitre IV) et la production éolienne terrestre pour un parc de 1800 MW (chapitre V). Nous reportons aux Annexes B et C l'analyse de la production pour des parcs hydraulique et EnR thermiques qui ont eux aussi les puissances nominales inscrites dans le PEB. Dans le chapitre VI, prenant en compte l'ensemble de ces résultats et y ajoutant les effets d'un parc offshore de 1000 MW assimilé à un parc terrestre de 1750 MW, le corps de notre étude se conclut par l'étude de la puissance pilotable (= qui peut être contrôlée par l'homme ; les techniciens du réseau utilisent plutôt l'adjectif franglais « dispatchable ») qui, une fois le PEB mis en place, devra encore être fournie à partir de sources de production conventionnelles[25] qu'elles soient en Bretagne ou dans le reste du pays.

Dans l'Annexe A nous analysons un exemple de communication à destination « grand public » sur un projet éolien offshore : celui prévu pour la baie de Saint Brieuc.

---

[25] Cette catégorie inclut les centrales à combustibles fossiles (fioul, gaz, charbon), les centrales nucléaires, et les barrages. L'effacement contrôlé de puissance électrique peut aussi intervenir à ce stade. Par contre, la cogénération, qui fonctionne en base durant la période de subvention (1er Novembre au 31 Mars) et s'arrête ensuite complètement, contribue peu à la stabilisation du réseau.

III) Puissance Appelée[26]

Sur la base de la puissance moyenne appelée sur les deux années 2013-2014, la consommation d'énergie électrique annuelle de la Bretagne se monte actuellement à 22,1 TWh. Elle est donc seulement de 6% inférieure à celle que le PEB souhaite ne pas dépasser en 2020 (23,5 TWh) en conséquence des efforts d'efficacité énergétique ou d'économie d'énergie qu'il envisage.

a) Puissances moyennes

La figure 3 donne les moyennes journalières de la puissance électrique appelée ainsi que sa valeur moyenne sur deux années consécutives (2518 MW). Une observation attentive de la figure permet de constater que la consommation 2014 a été inférieure à celle de 2013. C'est ce que confirment les chiffres qui établissent qu'en moyenne annuelle, la Bretagne a consommé environ 150 MW de moins en 2014 qu'en 2013. En effet, 2014 a été l'année la plus chaude depuis le début du XXème siècle d'après Météo France. Selon le « Bilan électrique 2014 » de RTE la consommation a été en recul de 6 % par rapport à 2013 dans le pays (précisément le pourcentage de baisse qu'on retrouve pour la Bretagne). Ce fut plus particulièrement le cas pour les mois d'hiver, Janvier et Février qui font l'essentiel de la différence d'une année à l'autre.

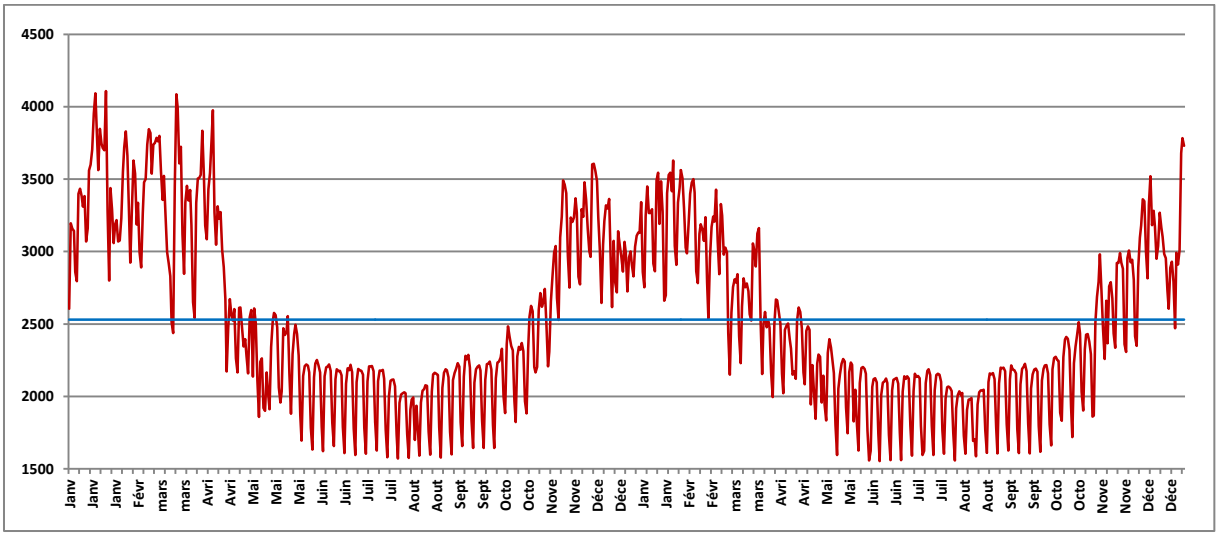


Fig.3 La courbe rouge correspond aux moyennes journalières de la puissance électrique appelée par la Bretagne (MW) pour les années 2013 et 2014. Le trait bleu sombre horizontal donne la moyenne de la puissance électrique appelée sur les deux ans.

Dans la figure 3, la courbe montre une structure saisonnière avec des maximums hivernaux et des minimums estivaux à laquelle se superpose une structure hebdomadaire présentant des creux caractéristiques pour les week-ends. Cette dernière structure n'est fortement perturbée qu'au moment des vagues de froid. Celles-ci ont affecté particulièrement les premiers mois de 2013 et beaucoup moins ceux de 2014 dont les températures ont été plus douces. On observe aussi bien sûr les événements ponctuels de la vie sociale (jours fériés de Mai, creux du 15 Août, fêtes de fin d'année) toutes occasions dont les effets peuvent bien sûr être aisément anticipés par le gestionnaire de réseau. Nous reviendrons plus loin sur la structure de la consommation hivernale liée aux vagues de froid.

La figure 4 présente une analyse différente des mêmes données eCO2mix : cette fois, on considère séparément les moyennes journalières de consommation nocturne et diurne. Dans ces calculs, nous définissons la période nocturne comme incluant pour chaque jour de l'année les sept premières heures et les quatre dernières soit un total de onze heures. De ce fait, nous sous-estimons la longueur des nuits hivernales et surestimons celle des nuits d'été[27].

[26] Nous avons choisi d'utiliser l'expression un peu technique de « puissance appelée » plutôt que « puissance de la consommation » ou la forme plus courte, plus parlante, mais incorrecte de « puissance consommée ». En effet, en toute rigueur, on ne consomme pas une puissance mesurée en MW, mais on consomme (et on achète) de l'énergie mesurée en MWh. Toutefois, dans l'introduction, nous avons expliqué que parler de puissance moyenne, si on précise sur quelle période on a pris la moyenne, équivaut à parler de l'énergie consommée (ou produite) sur cette période (au prix d'une multiplication implicite par le nombre d'heures contenus dans la période).

[27] Les heures des données eCO2mix s'ajustent à l'heure officielle. De ce fait, les données présentent un doublement d'heure (recopiage) fin Mars lors du passage à l'heure d'été et un recouvrement (écrasement) d'une heure en Octobre.

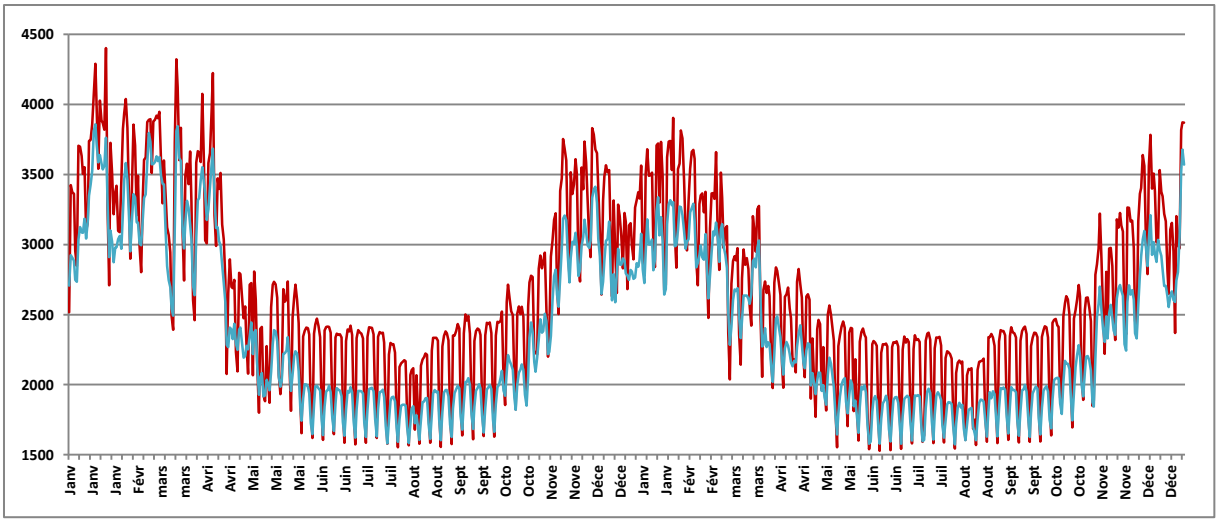


Fig.4 Moyennes journalières de la puissance appelée (MW) en période diurne (courbe rouge) et nocturne (courbe bleue). Les périodes diurne et nocturne sont définies dans le texte.

Comme on pouvait s'y attendre, la puissance moyenne nocturne est inférieure à la puissance appelée pendant les heures d'activité économique. Sur chaque courbe de la figure 4, on distingue à nouveau les grandes tendances saisonnières et hebdomadaires. Deux caractéristiques nouvelles – sans être pour autant surprenantes – ressortent aussi de cette figure. Tout d'abord, en période de weekend, les consommations nocturnes et diurnes moyennes sont presque égales (les creux des week-ends sont identiques pour les courbes bleue et rouge de la figure 4). Par ailleurs la courbe bleue montre que la consommation nocturne des périodes ouvrées est supérieure à celle des périodes fériées. Ceci pourrait correspondre d'une part au travail de nuit et d'autre part au maintien en activité réduite de certains équipements nécessaires à un redémarrage efficace de l'activité diurne des jours ouvrés[28]. Au long des deux années, on note aussi une bonne stabilité des écarts entre courbes bleue et rouge. La mesure de cet écart permet de se faire une idée du surplus de puissance moyenne correspondant à la relance de l'activité économique régionale en période diurne.

C'est ce à quoi s'attache la figure 5. Pour chaque mois des deux années on y a dessiné les puissances moyennes appelées pendant la période nocturne, la période diurne des seuls jours fériés et la période diurne des jours ouvrés. L'ensemble que, dans ce travail, nous dénommons « jours fériés » inclut tous les week-ends, le 1er de l'an, le 8 mai, le 14 Juillet, le 15 Août, le 11 Novembre ainsi que le lundi de Pâques, l'Ascension, le lundi de Pentecôte, la Toussaint et Noël soit pour les deux années considérées un total de 229 jours sur 730 jours. On n'a pas tenu compte d'éventuels « ponts ».

Superposé à une évolution saisonnière similaire pour les trois ensembles on observe une relative stabilité des positions relatives des trois valeurs de puissance appelée. Dans presque tous les cas, la puissance appelée en période diurne des jours fériés (barres bleues) est la plus faible. Elle est un peu inférieure à la valeur de la période nocturne (qui mélange jours ouvrés et jours fériés et donc inclut les remontées de puissance pendant la semaine discernables sur la courbe bleue de la figure 4) et est nettement inférieure à la puissance appelée en période diurne des jours ouvrés (barres orange). Si on considère la moyenne sur deux ans, la puissance nocturne moyenne est de 2380 MW, la puissance diurne en période férié est de 2230 MW et celle en période ouvrée de 2850 MW. On peut donc dire que le lancement de l'activité économique de la région nécessite de façon assez stable au long de l'année un surplus de puissance moyenne de l'ordre de 620 MW. L'écart entre barres bleues et jaunes est quand même un peu plus faible pendant les mois de vacances d'été (Juillet et Août).

[28] Les mêmes raisons pourraient expliquer que, lors des week-ends, comme on le distingue sur la figure 4, la moyenne diurne est légèrement inférieure à la moyenne nocturne.

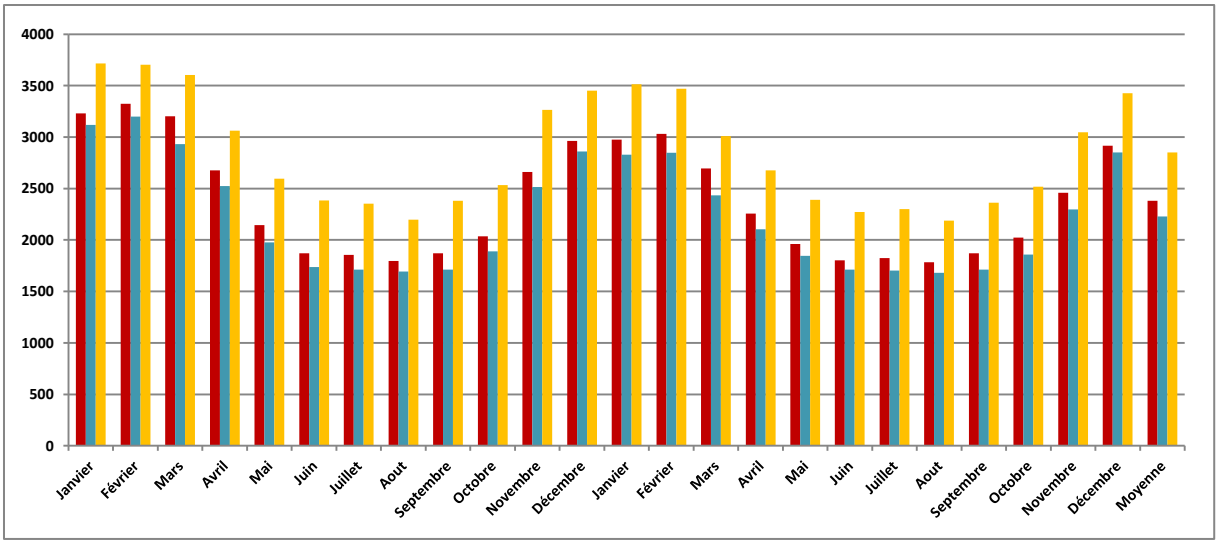


Fig. 5 Moyenne mensuelle de puissance appelée (MW) pendant les périodes nocturne (barres rouges), diurne des jours fériés (barres bleues) et diurne des jours ouvrés (barres orange). La période nocturne ainsi que les jours fériés sont définis dans le texte. Les trois dernières barres correspondent à une moyenne sur les deux années.

b) Variabilité

Considérons maintenant les exigences de la consommation électrique concernant la gestion du réseau. Les données avec une maille demi-horaire présentées dans les dossiers mensuels disponibles sur le web (note 16) permettent de se faire une première idée des gradients de puissance que RTE se devra d'accompagner. Nous allons ici plutôt regarder l'amplitude journalière des variations de la demande ainsi que celle d'un jour à l'autre. Elles fournissent une idée de la puissance en moyens de production qui doit être mobilisable de façon programmée chaque jour de l'année. Ainsi la figure 6 donne une première indication de la valeur absolue de ces moyens.

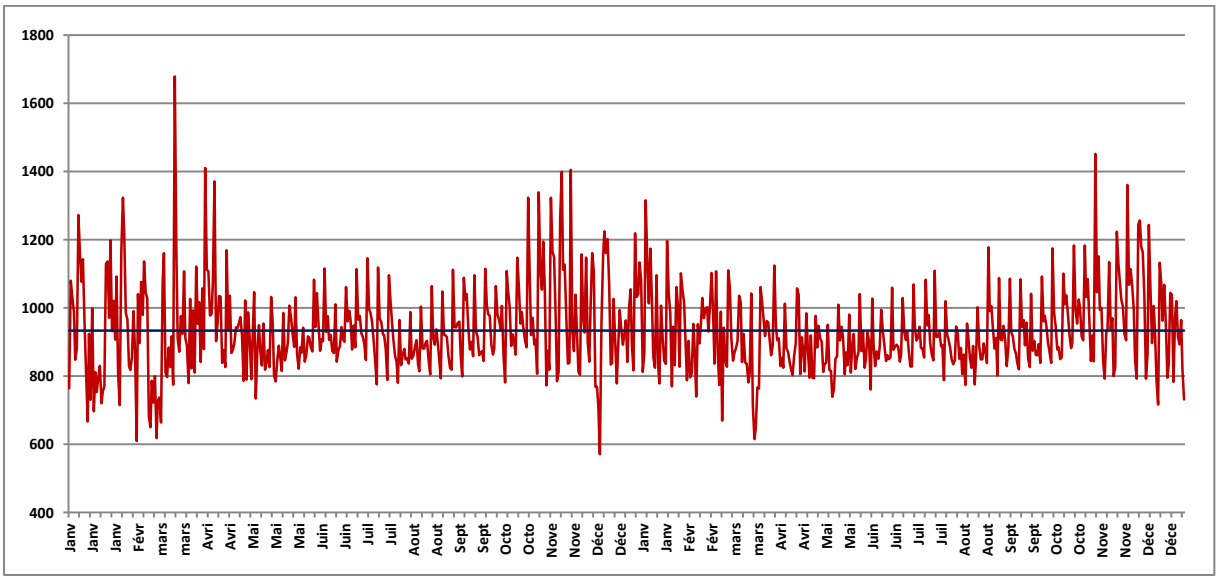


Fig.6 La courbe rouge donne l'amplitude intra-journalière de la variation (Maximum horaire moins Minimum horaire du même jour) de la puissance appelée (MW). La droite bleu sombre donne la valeur moyenne de cette variation sur deux années de cette variation.

A l'intérieur d'une même journée, l'écart intra-journalier de la puissance appelée bretonne oscille entre 800 MW (weekends) et 1100 MW avec des pics occasionnels au-delà de 1200 MW en période hivernale pouvant monter exceptionnellement à 1600 MW. La valeur moyenne de cet écart de puissance est de 930 MW. En proportion de la puissance moyenne appelée chaque jour, les valeurs de la Figure 6 correspondent à 37 % sur l'année, environ 20 % en hiver et jusqu'à 50 % en été. Ces nombres donnent l'ordre de grandeur de la flexibilité de production électrique dont le gestionnaire de réseau doit pouvoir disposer chaque jour au long de l'année au regard de la puissance totale mise en œuvre. Paradoxalement, en valeur relative, le besoin de flexibilité est aussi

grand, voire plus grand, en été qu'en hiver, alors même qu'un plus grand nombre d'outils de production pilotable (centrales) sont arrêtés et que la production hydraulique nationale baisse.

On peut aussi considérer la stabilité de la demande d'un jour à l'autre. Cette information fournit elle aussi des indications sur la programmation des mises en service ou des arrêts pour maintenance des moyens de production. La figure 7 montre ainsi le rapport de puissance moyenne pour un jour au jour précédent.

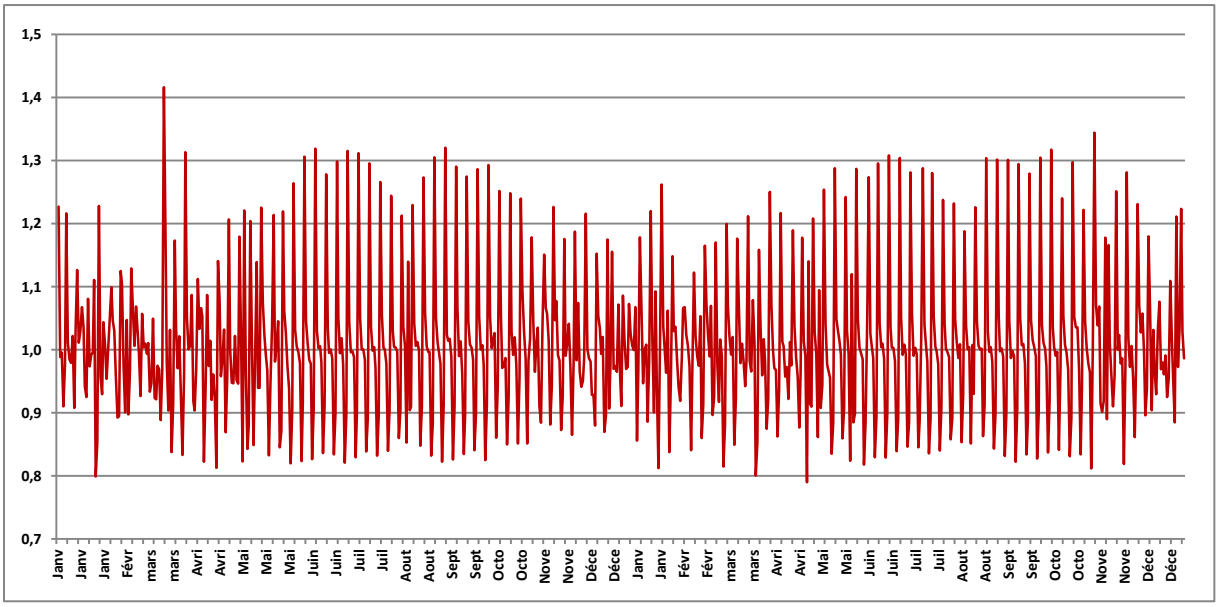


Fig. 7 Rapport de la puissance moyenne appelée un jour à celle du jour précédent.

A l'exception des périodes hivernales, ce rapport présente un caractère régulier et prévisible qui découle bien sûr de la régularité déjà observable sur la Figure 3[29]. En Figure 7, le fait de considérer un rapport de puissances moyennes consécutives a éliminé les grandes tendances saisonnières de la figure 3. On ne conserve que la structure hebdomadaire. Même en hiver, sauf exception, les rapports restent proches de l'unité indiquant une certaine stabilité de la demande au fil des jours ; une caractéristique qui facilite la programmation à moyen terme de la mise en service et des arrêts des moyens de production pilotables.

c) Thermo-sensibilité

Les figures des paragraphes précédents montrent qu'en période hivernale l'évolution de la consommation ne dépend pas uniquement des tendances régulières de l'activité économique. Il s'y superpose l'effet de la température extérieure qui peut induire de fortes variations du besoin en chauffage ; celui des logements ou bureaux conçus pour être chauffés électriquement mais aussi, lors des grandes vagues de froid, celui des radiateurs électriques d'appoint compensant les insuffisances ou déficiences de chauffages thermiques mal adaptés.

Pour discuter cette tendance de fond, RTE introduit la notion de « thermo-sensibilité » de la consommation. Par exemple, RTE estime que par grand froid pour chaque degré de température en moins il faut, pour la France, mobiliser de l'ordre de 2300 MW supplémentaires[30]. Ramenée à la population de la Bretagne (3,26 M d'habitants pour une France de 62 M d'habitants) on pourrait donc s'attendre à une thermo-sensibilité de –121 MW/°C. Comme, la notion d'autonomie régionale est souvent évoquée au niveau des instances politiques locales, il devient intéressant de visualiser et d'estimer la thermo-sensibilité de la consommation bretonne.

Les mois de Janvier et Décembre qui encadrent le solstice d'hiver sont presque toujours ceux qui voient le maximum de besoin électrique. Ce sont donc ceux pour lesquels s'exercent les contraintes maximales sur le réseau. Pour ces deux mois, les données bretonnes 2013 et 2014 montrent des puissances mensuelles moyennes appelées élevées (Fig. 3). Les puissances maximales relevées ont par ailleurs dépassé 4500 MW en Janvier 2013 et plusieurs fois 4000 MW les autres mois d'hiver.

[29] La courbe de la figure 7 est la dérivée logarithmique (discrétisée) de la courbe rouge de la figure 3 à laquelle on a ajouté 1.

[30] On pourra à cet effet consulter le travail « Etudes des tensions sur les énergies de réseau lors de la pointe de consommation hivernale » de B. Lemaignan, J.Y. Wilmotte, N. Gault, Institut « Carbone 4 ». Ce travail estime par ailleurs que la part de la thermo-sensibilité liée au chauffage résidentiel n'excède pas 42 % ce qui va à l'encontre de certaines idées reçues (et propagées) sur l'impact du chauffage électrique domestique.

Les figures 8 et 9 illustrent la thermo-sensibilité de la puissance moyenne appelée en Bretagne respectivement pendant les jours ouvrés et pendant les jours fériés des quatre mois de Janvier et Décembre de notre ensemble de données. La puissance moyenne de chaque jour a été portée en fonction de la température moyenne observée à Brest ce même jour[31]. La pente négative des courbes de tendance donne l'accroissement moyen de puissance appelée moyenne lorsque la température baisse de 1°C. On trouve ainsi –91 MW/°C pour les jours ouvrés et –97 MW/°C pour les jours fériés. Compte tenu de la dispersion des points, ces deux valeurs peuvent être considérées identiques. Pour aller au-delà de cette première analyse, il faudrait disposer de plus de données de consommation pour des mois froids. Si, aux incertitudes statistiques près,[32] les pentes des droites de tendance peuvent être considérées identiques, le décalage des ordonnées à l'origine (4050 et 3670 MW) reflète lui le besoin accru de puissance électrique moyenne pendant les jours ouvrés. En tout état de cause, on peut considérer que, pour une même taille de population, la thermo-sensibilité de la consommation électrique bretonne est inférieure à celle de la France dans son ensemble (–121 MW/°C). Ce point favorable à la stabilité du réseau est d'ailleurs mentionné dans le texte du PEB.

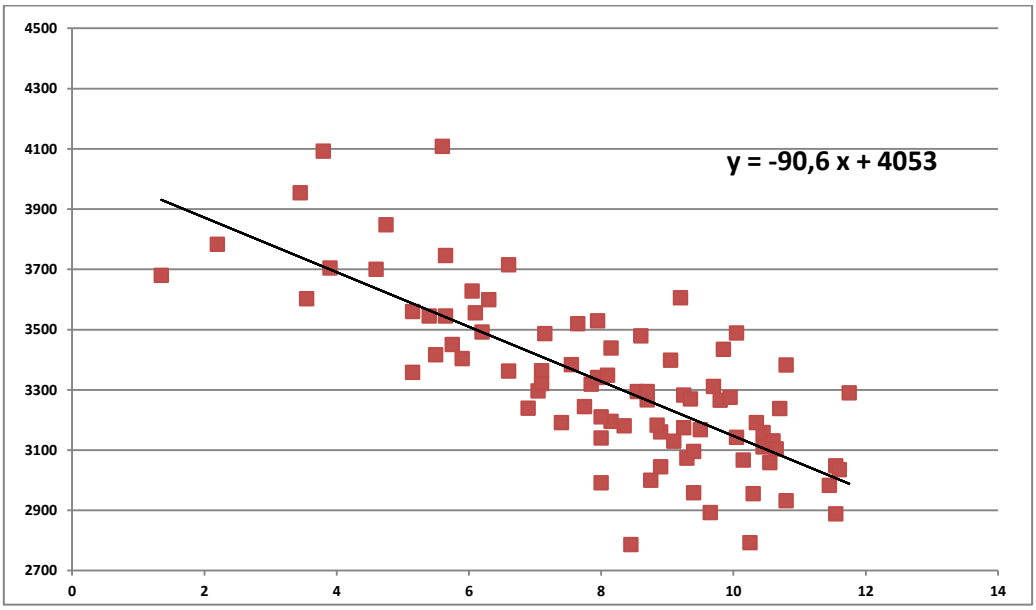


Fig. 8 Thermo-sensibilité de la consommation électrique de la Bretagne pour les jours ouvrés des mois de Janvier et Décembre. L'échelle verticale est graduée en MW et l'échelle horizontale en °C.

[31] La température moyenne d'un jour est définie comme la demi-somme du maximum et du minimum de température observés ce jour. Les données sont extraites du site Météociel :
http://www.meteociel.fr/climatologie/villes.php?code=7110&mois=2&annee=2014

[32] On peut estimer l'incertitude sur la pente à 10-15 MW/°C sur la base des analyses faites séparément pour chaque mois.

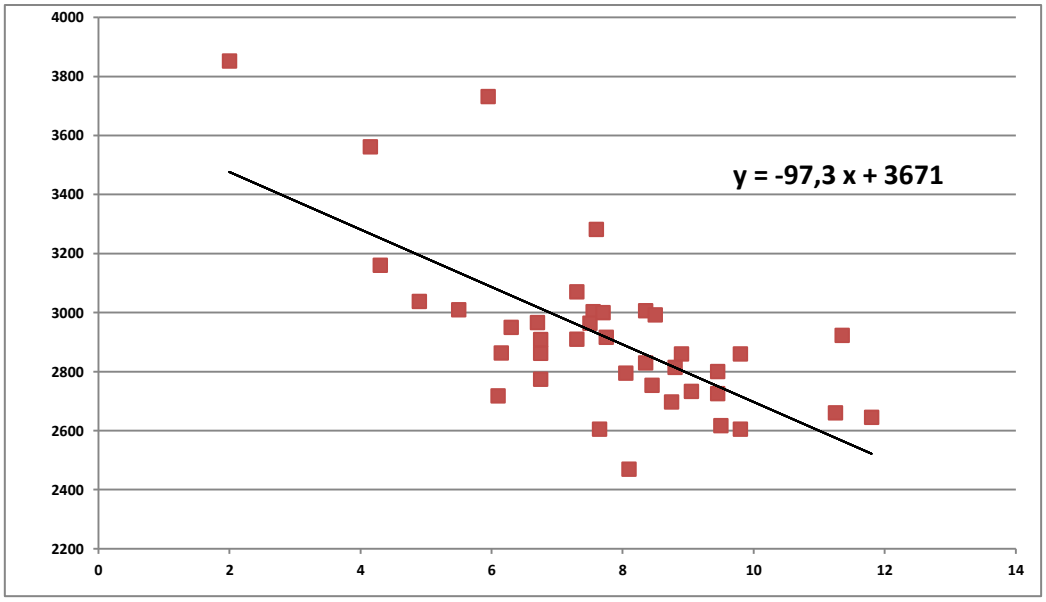


Fig. 9 Thermo-sensibilité de la consommation journalière moyenne de la Bretagne pour les weekends et jours fériés des mois de Janvier et Décembre. L'échelle verticale est graduée en MW et l'échelle horizontale en °C.

IV) Pacte Electrique Breton, Puissance Solaire Photovoltaïque

Pour estimer la productivité du parc solaire PV prévu dans le PEB, nous avons utilisé l'efficacité horaire du parc breton mesurée au long des années 2013-2014 et en avons déduit la production absolue d'un parc de puissance installée 400 MW.

Le PEB suppose une efficacité moyenne annuelle du solaire PV égale à 11,4%, soit pour un parc de 400 MW une puissance moyenne annuelle de 45,6 MW.

a) Puissance livrée

La figure 10 présente la puissance solaire moyenne journalière, la puissance solaire maximum journalière ainsi que la moyenne de production solaire sur deux ans. Celle-ci vaut 50 MW (efficacité moyenne 12,5 %). Cette valeur, supérieure à celle envisagée par le PEB, est celle que nous utiliserons. Ce chiffre est certes inférieur à la moyenne nationale (~13 %) et à celle de la France méridionale (~16 %) mais, à la même latitude, se compare favorablement au solaire allemand dont l'efficacité n'atteint pas 10 %.

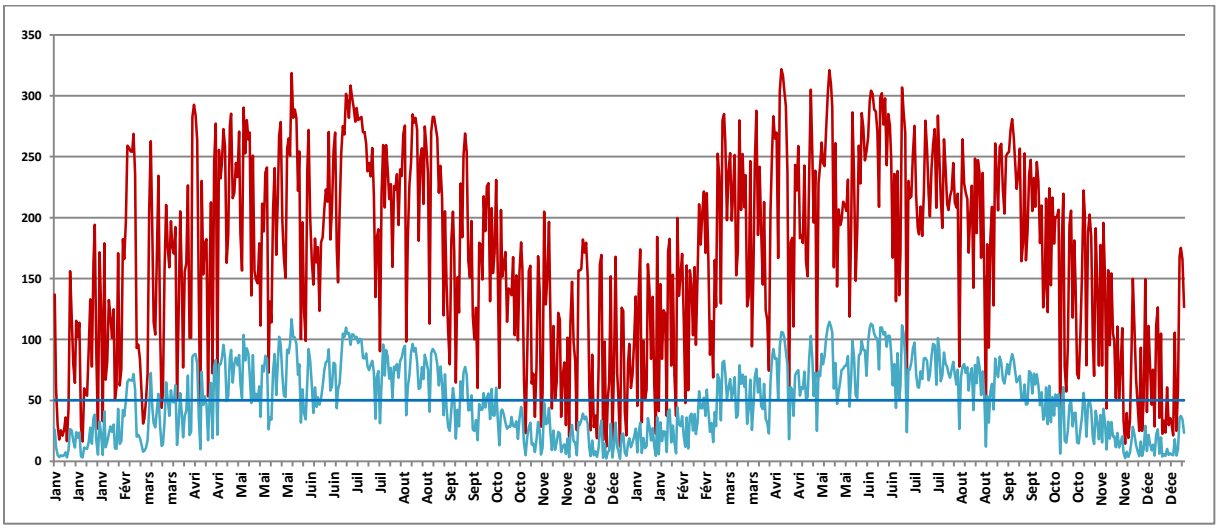


Fig.10 Production solaire bretonne sur deux années pour un parc de 400 MW. L'unité de l'échelle verticale est le MW. La courbe bleu clair donne la puissance moyenne journalière. La droite horizontale bleu sombre donne la valeur moyenne de la puissance sur deux ans. La courbe rouge donne la valeur de la puissance au pic de production de chaque jour.

Les courbes des moyennes journalières et des maximums présentent la dépendance saisonnière attendue à laquelle se superposent de violentes fluctuations, conséquences de la nébulosité très variable de la Bretagne. Une observation attentive montre que 2014 a été plus productif que 2013 (meilleure production en début et fin d'été). Pour un parc de 400 MW la puissance produite au pic journalier peut atteindre 300 MW à l'heure la plus ensoleillée de la journée.

La figure 11 compare mois par mois les puissances moyennes mensuelles pour les jours fériés (barres bleues) et les jours ouvrés (barres orange). Au hasard de la météorologie régionale, les barres d'une couleur peuvent être plus hautes ou plus basses que les barres de l'autre couleur. Néanmoins, comme ni Hélios ni les Néphélées[33] ne sont concernés par le calendrier de l'activité humaine, la moyenne prise sur deux ans (barres à l'extrême droite) conduit à des barres de hauteurs quasi-identiques.

Comme, selon notre définition, la nuit débute à 21 h alors qu'en été le soleil n'est pas encore couché et se termine à 7 h alors qu'il est déjà levé, on observe une petite « production solaire nocturne » pour les mois d'Avril à Août.

[33] Dieu du soleil et nymphes des nuages.

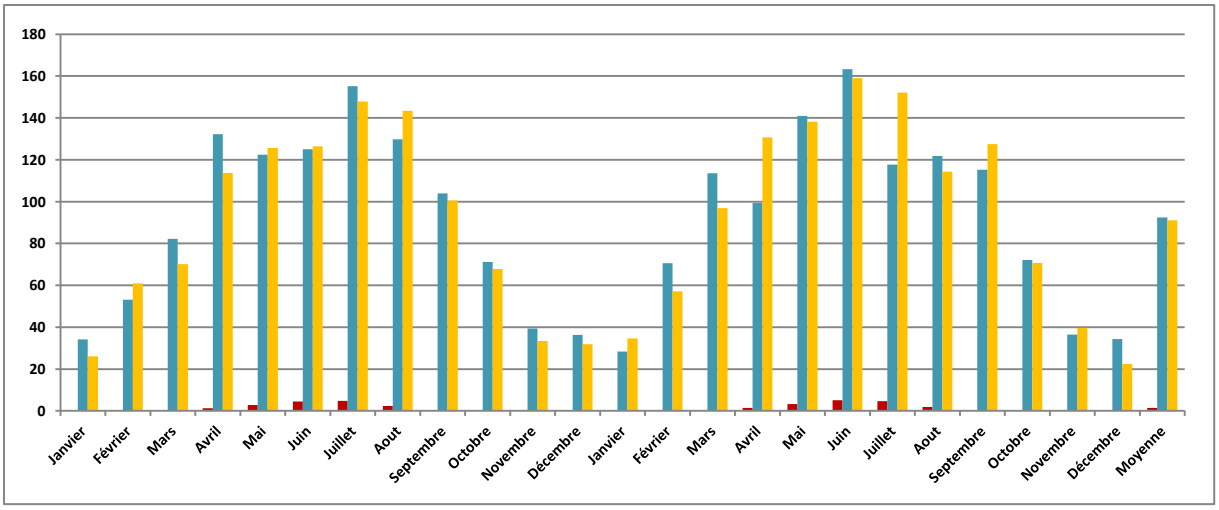


Fig. 11 Moyenne mensuelle de puissance photovoltaïque (MW) produite par un parc de 400 MW pendant la période nocturne (barres rouges, voir texte pour explication), la période diurne des jours fériés (barres bleues) et la période diurne des jours ouvrés (barres orange). La période nocturne ainsi que les jours fériés sont définis dans le texte de la section II. Les trois dernières barres correspondent à une moyenne sur les deux années.

b) Variabilité

La variabilité de la puissance solaire à l'intérieur d'une journée est évidemment égale à la puissance maximale (courbe rouge de la figure 10) dont nous avons vu qu'elle peut dépasser 300 MW au voisinage du solstice d'été. La figure 12 montre une caractéristique générale de la relation entre puissance maximale et puissance moyenne. La tendance générale de l'évolution annuelle du rapport de ces deux quantités suit une courbe présentant un maximum au solstice d'hiver et un minimum au solstice d'été. La forme de cette courbe, indépendante de la puissance installée, est entièrement définie par des considérations astronomiques. Elle ne dépend que de la latitude[34]. A cette courbe régulière se superposent des fluctuations aléatoires qu'on peut assigner à l'effet « Un nuage passe », c'est-à-dire au fait que la nébulosité peut varier au cours de la même journée.

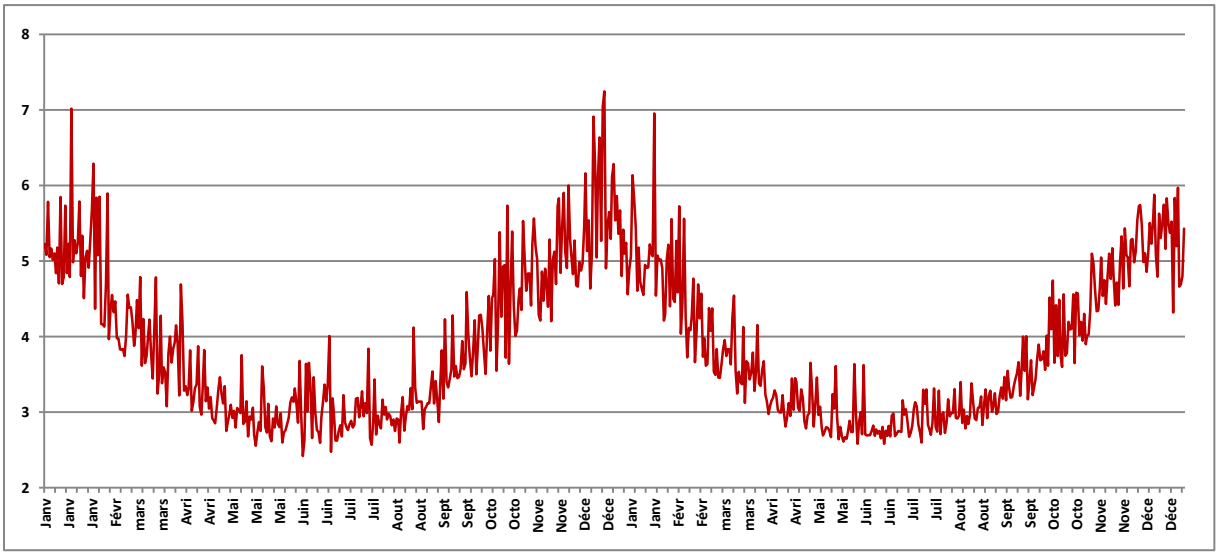


Fig. 12 Rapport entre la production solaire maximale et la production moyenne pour chaque jour.

La figure 13 permet de se faire une idée de la stabilité de la production solaire d'un jour à l'autre et donc, d'une certaine façon, de la confiance qu'on peut accorder à cette production au fil des jours. Comme nous l'avions fait pour la consommation électrique (Fig.7) nous l'estimons au moyen du rapport des puissances moyennes d'un jour au jour précédent. Compte tenu de la variation importante de ce rapport, de moins de 0,1 à plus de 10, pour le graphique nous avons utilisé une échelle verticale logarithmique (au contraire de l'échelle linéaire de la figure 7). La courbe présente un comportement aléatoire qui nous dit quelque chose de l'instabilité

[34] L'amplitude de la variation de cette courbe de forme trochoïdale (inversée) entre les deux solstices est d'autant plus marquée que la latitude augmente. Par exemple, pour un panneau solaire installé au cercle polaire, la hauteur du pic au solstice d'hiver devient infinie alors que son minimum au solstice d'été est voisin de 1.

de l'ensoleillement breton. Les variations les plus brutales ont lieu autour du solstice d'hiver. En soi, ceci a peu d'importance car, comme l'a montré la figure 10, de toute façon, la production solaire photovoltaïque est négligeable à cette période de l'année qui correspond au plus fort besoin électrique (Fig.4). En été, la variation de l'énergie fournie du jour au lendemain est typiquement du simple au double, mais, comme on le voit, peut monter jusqu'au quintuple.

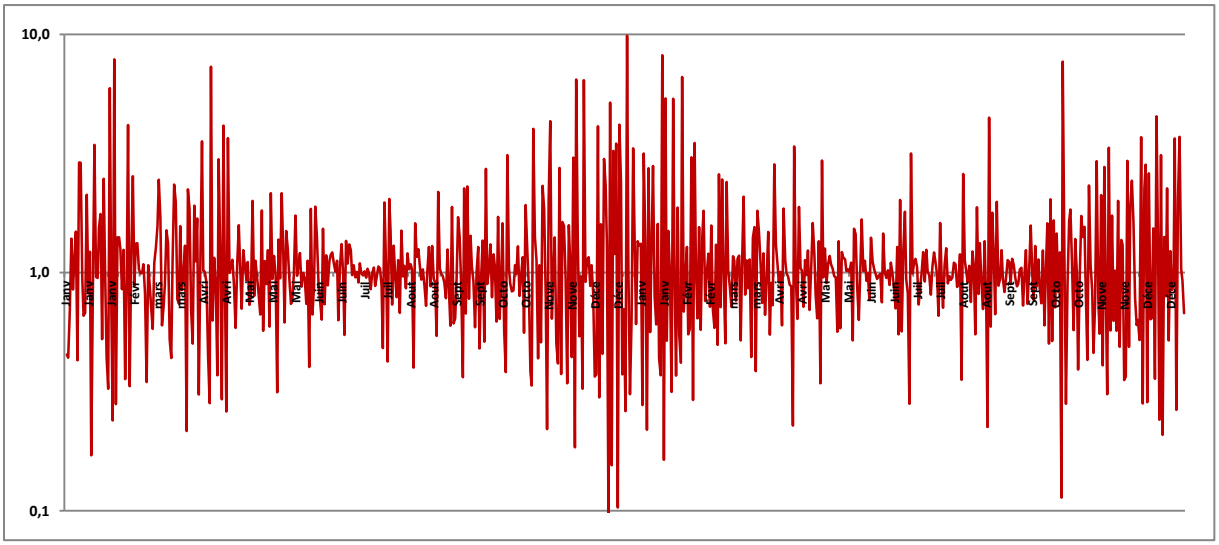


Fig. 13 Rapport de la puissance photovoltaïque moyenne d'un jour à celle du jour précédent. L'échelle verticale est logarithmique

c) Taux de couverture

Le PEB insiste bien sur le fait qu'une de ses ambitions est le renforcement de la sécurité de l'approvisionnement régional. Une mesure de l'apport du solaire dans ce domaine est le taux de couverture qu'il assure. Ce taux est défini à tout instant comme le rapport de la puissance livrée par le parc solaire à la puissance appelée au même instant. Cette information détaillée a été fournie dans les 24 études mensuelles pour le parc breton actuel (voir note 16). La Figure 14 montre ce qu'il en sera pour le parc du PEB[35]. On constate que le taux de couverture moyen (courbe bleue) est maximum en été (~5 %). En effet, la production solaire (numérateur du rapport) est à son maximum alors que la consommation (dénominateur du rapport) est, en moyenne, la plus faible. A l'inverse, le taux de couverture devient négligeable en hiver. En moyenne sur deux ans, le taux vaut 2,1 %. Par contre, au midi solaire, pendant l'été, des valeurs supérieures à 15 % peuvent parfois être ponctuellement atteintes. Cependant, même en été, les maximums journaliers peuvent aussi descendre à 4 %.

[35] Dans ce travail, nous avons choisi de conserver à l'horizon 2020 la consommation d'aujourd'hui alors que le PEB envisage qu'elle pourrait s'accroître de 6%. En d'autres termes, nous présentons systématiquement une majoration de ce que sera le taux de couverture des EnR, une fois le PEB en place.

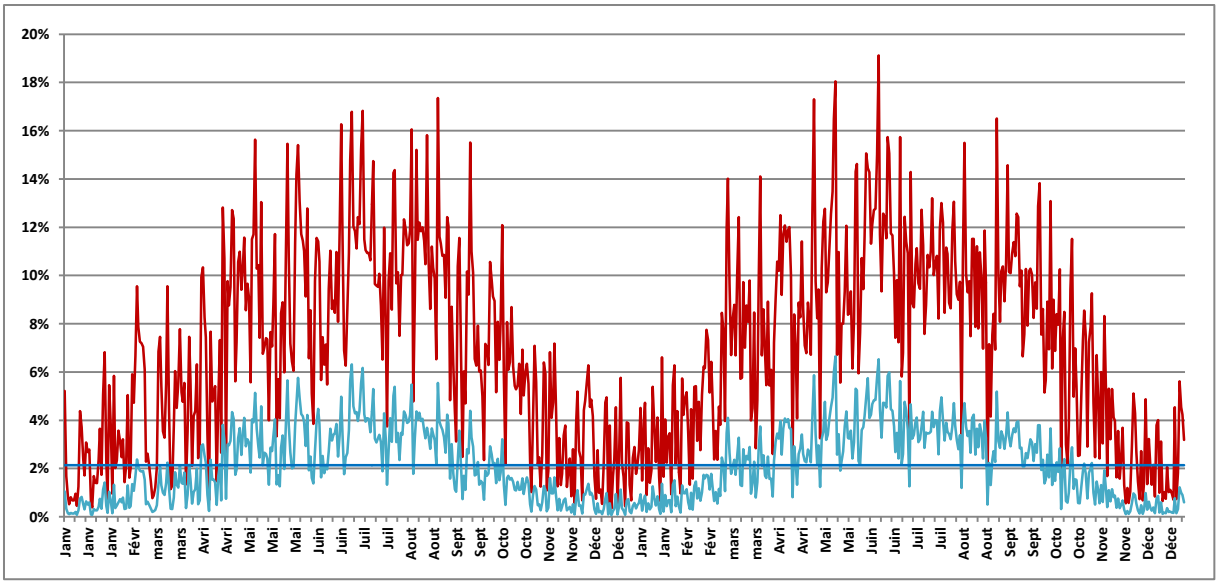


Fig. 14 Taux de couverture solaire breton sur deux années pour un parc de 400 MW. La courbe bleu clair donne le taux moyen journalier. La droite horizontale bleu sombre donne la valeur moyenne du taux sur deux ans. La courbe rouge donne la valeur maximale journalière du taux de couverture.

Les valeurs moyennes dessinées en figure 14 tiennent compte du jour et de la nuit. La région consomme bien sûr de l'électricité pendant la nuit. Cependant si les signataires du PEB ont choisi d'installer un important parc solaire PV, ils ne l'ont certainement pas fait pour sécuriser l'approvisionnement nocturne breton. Avec la figure 15, nous essayons donc d'analyser l'impact du solaire PV préconisé par le PEB pour les seules périodes où on en attend une contribution : les journées.

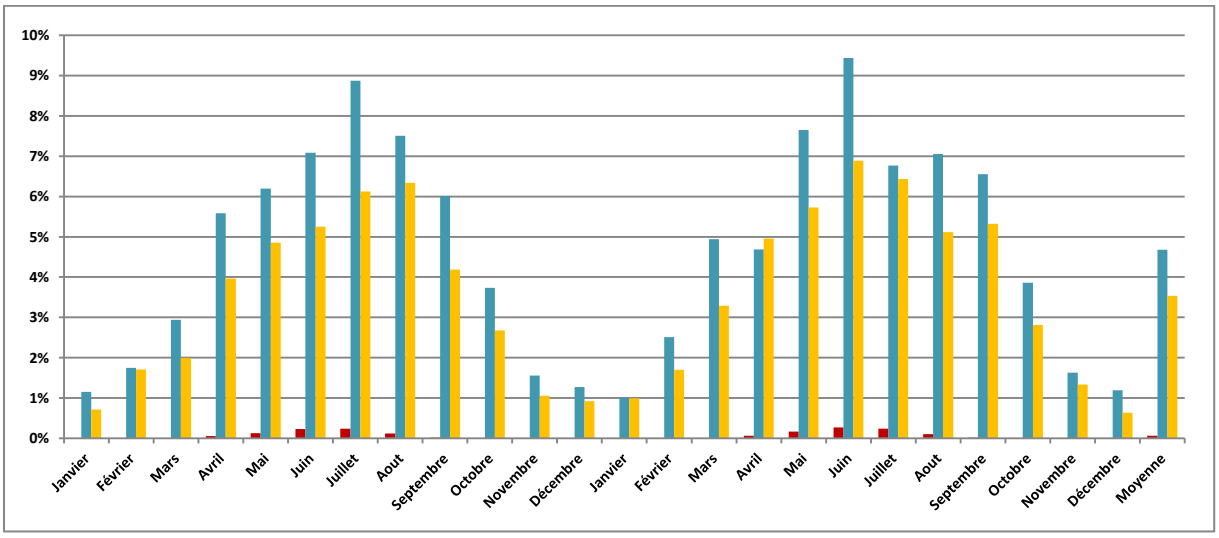


Fig. 15 Moyenne mensuelle du taux de couverture photovoltaïque pour un parc de 400 MW pendant la période nocturne (barres rouges, voir texte pour explication), la période diurne des jours fériés (barres bleues) et la période diurne des jours ouvrés (barres orange). La période nocturne ainsi que les jours fériés sont définis dans le texte de la section II. Les trois dernières barres correspondent à une moyenne sur les deux années.

Puisque nous supprimons de notre analyse 11 heures sur 24 pendant lequel le taux de couverture est certainement nul (quasi-nul en été comme on l'a expliqué plus haut) nous obtenons des valeurs moyennes supérieures pour les taux de couverture des seules périodes diurnes. Ainsi les deux barres à droite de la figure montrent qu'en moyenne sur deux ans, un parc de 400 MW permettra de couvrir 3,5 % de la consommation les jours ouvrés et jusqu'à 7 % en été. Bien sûr les jours fériés et les weekends, comme la production sera statistiquement identique (Fig. 11) alors que la consommation sera plus faible (Fig. 5), on atteint des taux de couverture bien supérieurs : 4,7 % en moyenne et pouvant s'élever jusqu'à 9 %. Cependant si on considère que l'indépendance énergétique se mesure avant tout lorsque la région est active (et pas quand elle se repose), on peut considérer que le parc préconisé par le PEB enlèvera de l'ordre de 3,5 % à la dépendance électrique de la région.

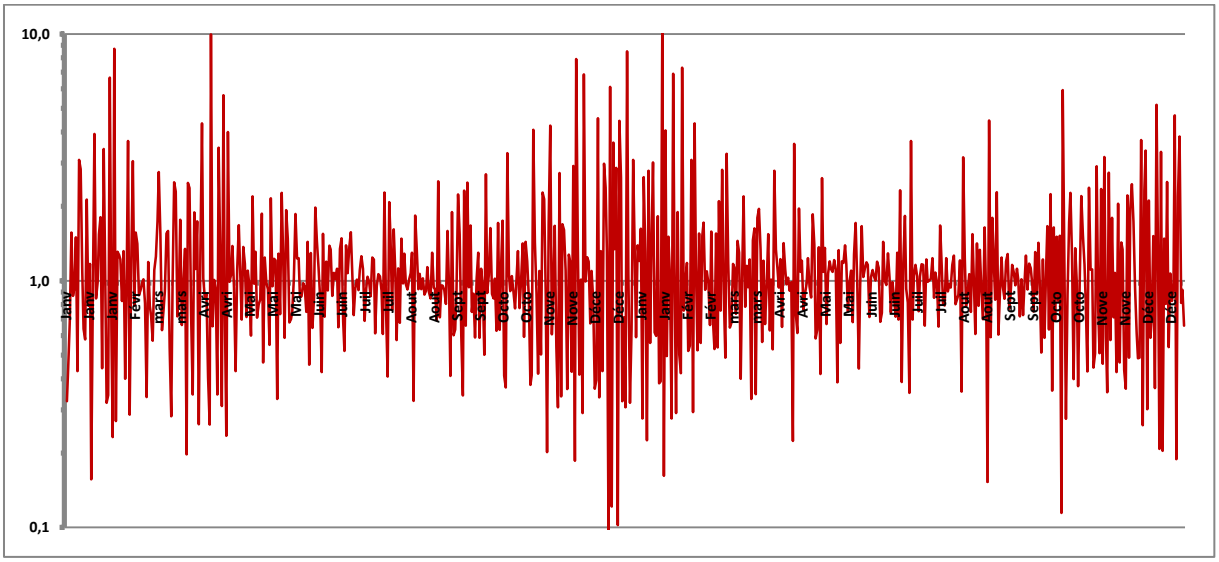


Fig. 16 Rapport du taux de couverture photovoltaïque moyen d'un jour à celui du jour précédent.

Par analogie à la fig.13, en figure16, au moyen du rapport des taux de couverture de deux jours consécutifs, nous évaluons la sécurité qu'apporte le solaire à un moment donné de l'année. Comme la fig.7 nous a montré que la consommation variait typiquement de moins de 20 % d'un jour à l'autre alors que la puissance solaire pouvait dans les mêmes conditions varier d'un facteur 10 en hiver et 5 en été, c'est cette forte variabilité de la production solaire qui détermine celle du taux de couverture. Pour cette raison il a aussi été nécessaire d'adopter une échelle verticale logarithmique pour la représenter.

Dans la mesure où le solaire ne produit presque rien en hiver, étudier sa thermo-sensibilité ne présente pas d'intérêt. Cependant, pour les périodes de grand froid anticycloniques, la nébulosité généralement plus faible conduit à une augmentation de la production qu'une analyse fine, comme celles des références données dans la note 16, permet de discerner.

V) Pacte Electrique Breton, Puissance Eolienne Terrestre

Pour estimer la productivité du parc éolien terrestre prévu dans le PEB nous avons utilisé l'efficacité mesurée heure par heure du parc breton au long des années 2013-2014 et en avons déduit la production absolue d'un parc de puissance installée 1800 MW.

Pour ce parc éolien terrestre, le PEB suppose une efficacité moyenne annuelle de 25,4 % soit une puissance moyenne annuelle livrée de 456 MW.

a) Puissance livrée

La figure 17 présente la puissance éolienne moyenne journalière et la moyenne de production sur deux ans. Celle-ci vaut 370,3 MW (efficacité moyenne 20,6 %). Cette valeur est donc très inférieure à celle envisagée par le PEB. Comme elle a été établie à partir des données mesurées (eCO2mix), c'est elle que nous utiliserons. Nous avons d'ailleurs déjà mentionné dans l'introduction que les mesures de RTE établissent que la Bretagne n'est pas une région française particulièrement propice à la production éolienne[36].

Bien que violemment fluctuante et sans régularité discernable, la courbe des moyennes journalières montre une plus grande productivité dans la période de Novembre à Février. La partie centrale de la figure montre aussi que les vents violents qui ont frappé la Bretagne en Décembre 2013, Janvier et Février 2014 occasionnant de nombreuses coupures de courant, ont été, au contraire, très favorables aux producteurs éoliens.

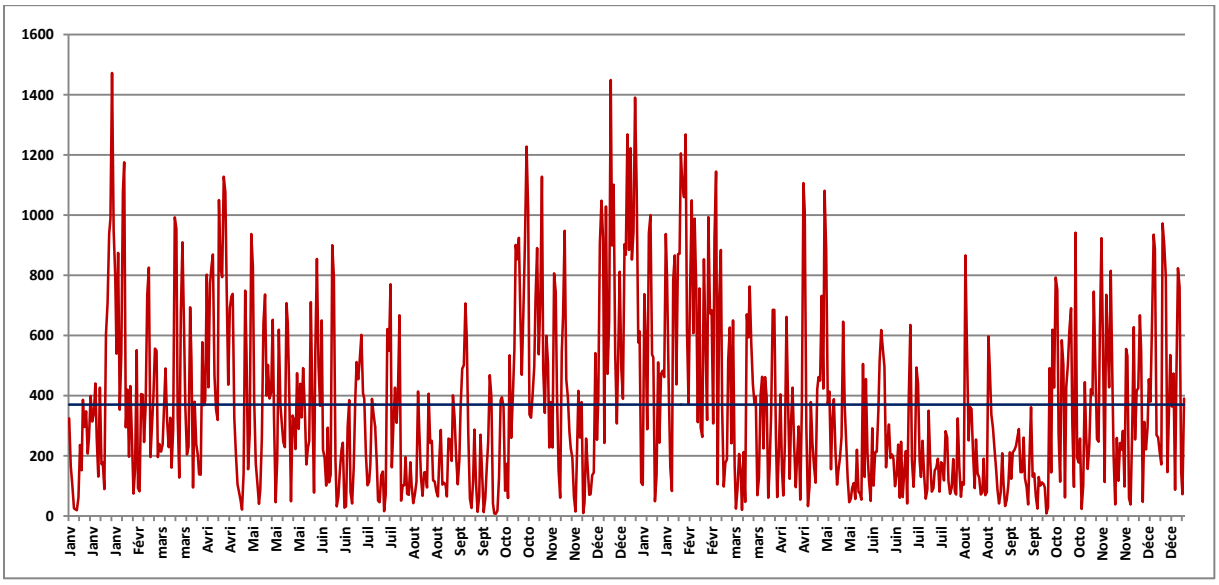


Fig.17 Production éolienne terrestre bretonne sur deux années pour un parc de 1800 MW. La courbe rouge donne la valeur moyenne journalière de la puissance livrée (MW). La droite bleu sombre donne la puissance moyenne sur les deux années.

La figure 18 compare les puissances moyennes mensuelles pour les nuits (barres rouges), les périodes diurnes des jours fériés (barres bleues) et des jours ouvrés (barres orange). Au hasard de la météorologie régionale, les barres d'une couleur peuvent être plus hautes ou plus basses que les barres de l'autre couleur. Néanmoins comme Eole[37] n'est pas plus concerné par le calendrier de l'activité humaine que par l'astronomie, la moyenne prise sur deux ans (barres à l'extrême droite) conduit à trois barres de hauteurs quasi-identiques. La bonne productivité de Décembre 2013, Janvier et Février 2014 est bien mise en évidence par cette figure. Toutefois pour deux mêmes mois d'une année sur l'autre (Février par exemple) les puissances moyennes peuvent être très différentes.

[36] Elle est cependant plus productive que la région Champagne-Ardennes où, pourtant, un parc éolien encore plus important a été installé.
[37] Dieu du vent.

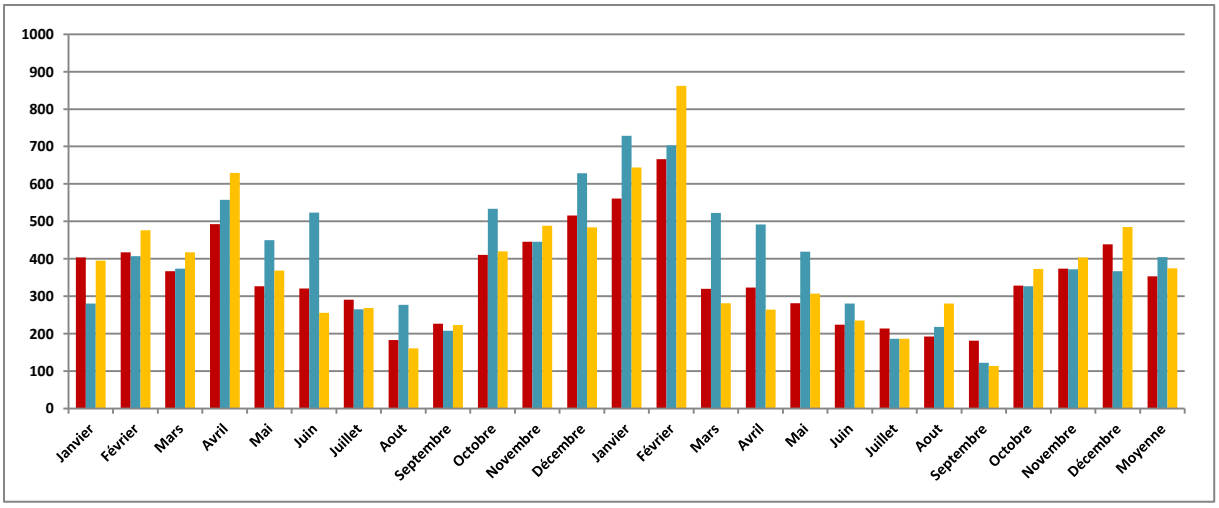


Fig. 18 Moyenne mensuelle de puissance éolienne (MW) produite pour un parc de 1800 MW pendant la période nocturne (barres rouges), la période diurne des jours fériés (barres bleues) et la période diurne des jours ouvrés (barres orange). La période nocturne ainsi que les jours fériés sont définis dans le texte de la section II. Les trois dernières barres correspondent à une moyenne sur les deux années.

b) Variabilité

La figure 19 montre la variabilité intra-journalière de la puissance éolienne (maximum horaire de puissance un jour donné moins le minimum horaire de puissance du même jour). Elle peut dépasser 1400 MW pour un parc de 1800 MW. Le fait que la valeur moyenne sur deux ans de cette variation intra-journalière (476 MW) soit supérieure à la valeur moyenne de la puissance journalière livrée (371 MW) est une bonne indication du caractère essentiellement aléatoire[38] de ce type de production. On constate que les périodes de forte production, premier mois de Décembre et seconds mois de Janvier et Février, sont aussi celles des plus grandes amplitudes intra-journalières. La forte production éolienne de ces mois n'a donc pas été régulière mais s'est faite en rafales (Quand le vent est trop fort, la mise en sécurité des machines conduit à les arrêter, ce qui entraine des ruptures brutales de production).

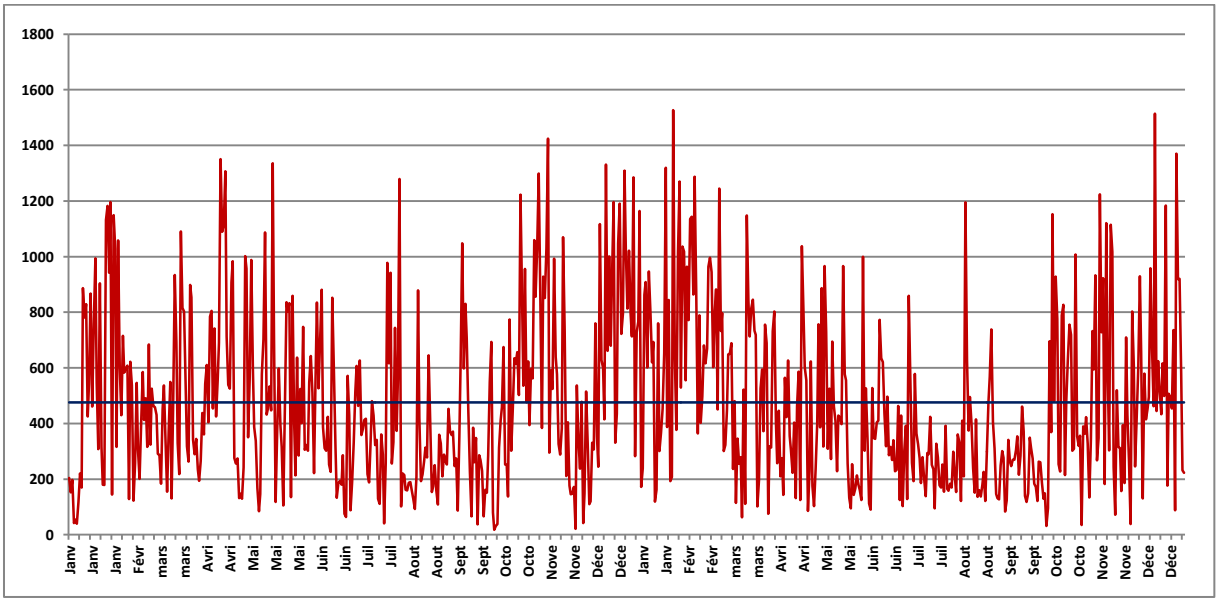


Fig.19 La courbe rouge donne l'amplitude intra-journalière de la variation (Maximum-Minimum) de la puissance éolienne livrée (MW). La droite bleu sombre donne la valeur moyenne de cette variation sur deux années de cette variation.

c) Taux de couverture

[38] Par une comparaison des prévisions à 24h de la production éolienne proposée par RTE (IPES) sur son site avec la production française effective mesurée par RTE, le travail cité en référence dans la note 22 montre qu'elle est aussi largement imprévisible en particulier quand les vents sont forts.

La Figure 20 montre le taux de couverture journalier pour le parc éolien terrestre inscrit dans le PEB[39]. La courbe ne présente pas plus de régularité que la courbe de puissance moyenne journalière. Certains weekends le taux peut monter à 60% et tomber à 0% quelques jours plus tard. De ce fait, la valeur moyenne sur deux ans (14,8 %) est peu significative de la contribution à la sécurité électrique régionale.

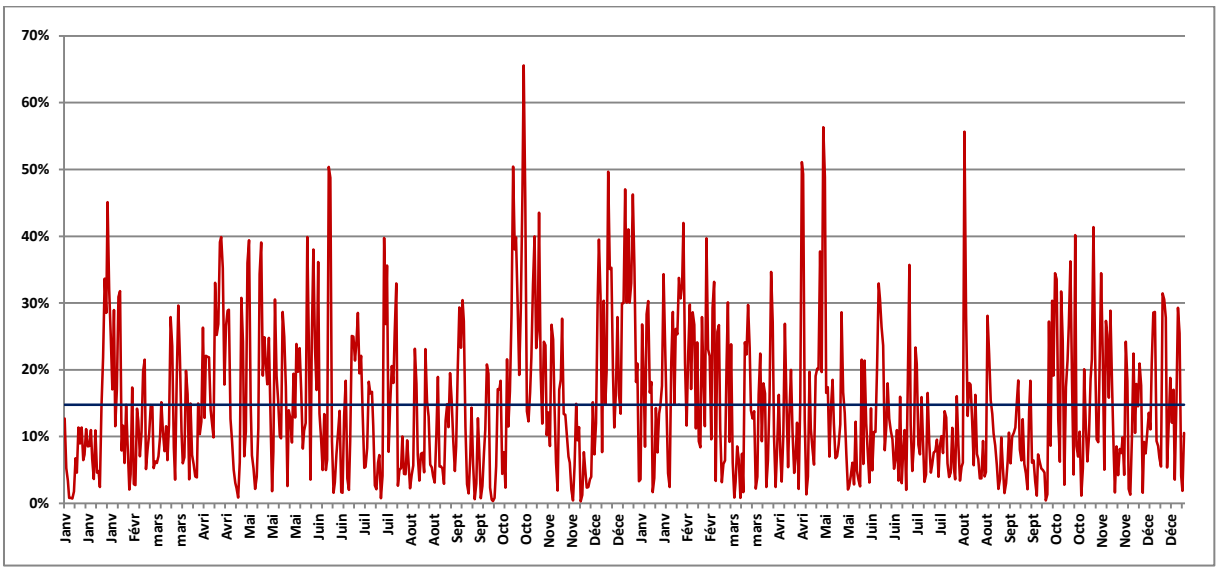
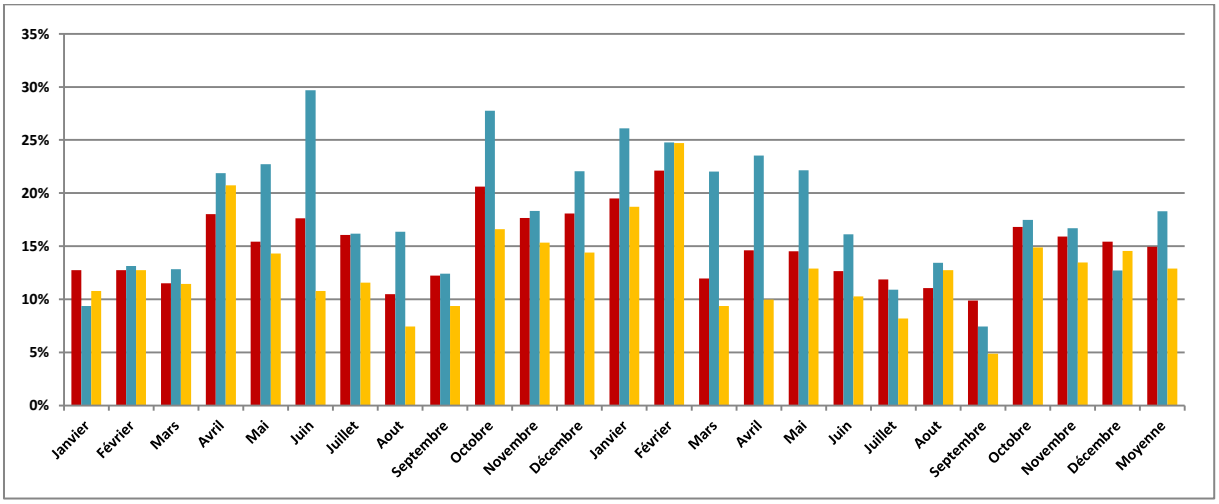


Fig. 20 Taux de couverture éolien terrestre breton sur deux années pour un parc de 1800 MW. La courbe rouge donne le taux de couverture moyen journalier. La droite horizontale bleu sombre donne le taux de couverture moyen sur deux ans.

La figure 21 montre l'évolution mensuelle du taux de couverture pour les heures de nuit et séparément pour la période diurne des jours fériés et des jours ouvrés. On constate que les barres orange (jours ouvrés) sont généralement moins hautes que les deux autres mais on ne constate aucune structure saisonnière dans l'évolution des taux qui reste largement aléatoire. En effet, statistiquement, la production éolienne (numérateur) et la consommation électrique (dénominateur) sont toutes deux plus importantes en période hivernale. Toutefois selon le mois, la valeur pour les jours ouvrés peut aussi bien être 5 % (second mois de Septembre) que 21 % (premier mois d'Avril). D'une année sur l'autre, pour le même mois, le taux de couverture du même mois peut aussi varier du simple au double (cas des deux mois de Janvier de notre étude).

Les trois barres à droite de la figure montrent qu'en moyenne sur deux ans, un parc de 1800 MW permet de couvrir 12,9 % de la consommation les jours ouvrés. Bien sûr, les jours fériés et les week-ends ou les nuits, comme la production est statistiquement identique (Fig. 18) alors que la consommation est plus faible (Fig. 5) on atteint des taux de couverture bien supérieurs : entre 15 et 18 %. Cependant si on considère que l'indépendance énergétique se mesure avant tout lorsque la région est active, ce sont bien 12,9 % que le parc préconisé par le PEB enlèvera en moyenne de long terme à la dépendance de la région sur l'approvisionnement électrique hors PEB.



[39] Concernant le choix pour la puissance consommée voir la note 35.

Fig. 21 Moyenne mensuelle du taux de couverture éolien terrestre par un parc de 1800 MW pendant la période nocturne (barres rouges), la période diurne des jours fériés (barres bleues) et la période diurne des jours ouvrés (barres orange). La période nocturne ainsi que les jours fériés sont définis dans le texte de la section II. Les trois dernières barres correspondent à une moyenne sur les deux années.

La figure 22, par l'étude du rapport des taux de couverture éoliens de deux jours consécutifs, évalue la demande de moyens complémentaires qu'engendre l'éolien terrestre à un moment donné de l'année. Comme la fig.7 nous a montré que la consommation variait typiquement de moins de 20 % d'un jour à l'autre alors que la puissance éolienne pouvait dans les mêmes conditions varier d'un facteur 5 à 10 à n'importe quel moment de l'année, c'est cette dernière forte variabilité qui détermine celle du taux de couverture. Pour cette raison, il a aussi été nécessaire d'adopter une échelle verticale logarithmique pour la représenter. Même en valeur moyenne prise sur deux ans, cette variabilité est supérieure à 1. Ceci tient au fait que le taux de couverture prend en compte deux quantités, la production et la consommation, qui n'ont, en ce qui concerne l'éolien, aucune raison d'être en phase.

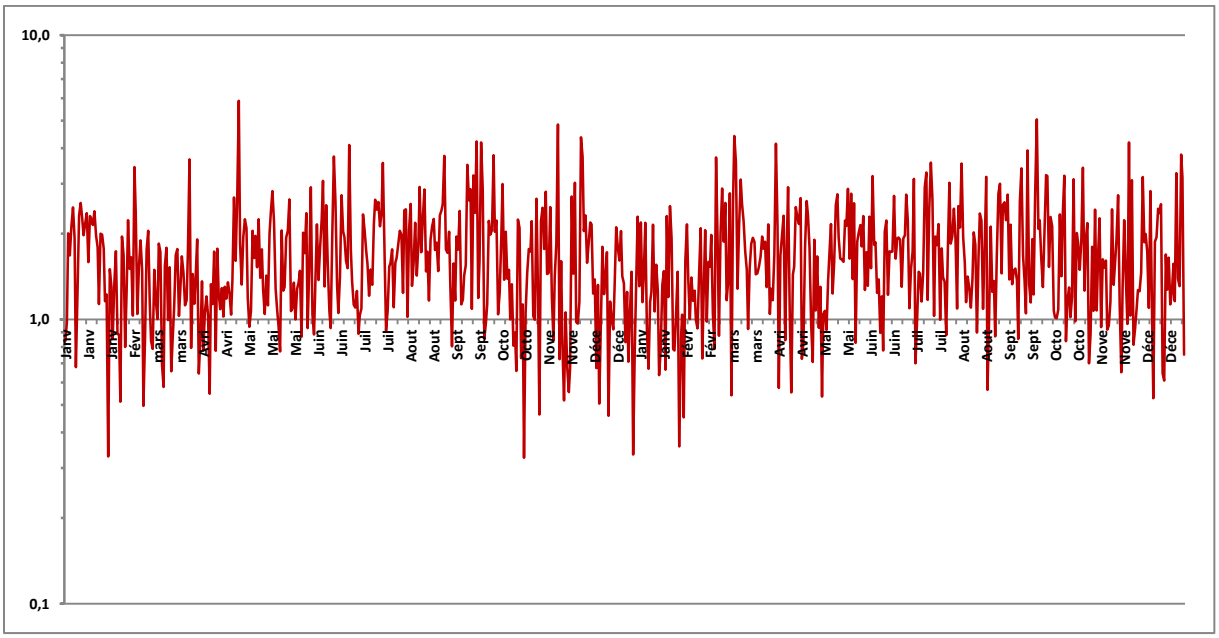


Fig. 22 Rapport du taux de couverture éolienne terrestre moyen d'un jour à celui du jour précédent. L'échelle verticale est logarithmique.

d) Thermo-sensibilité

La figure 23 analyse la thermo-sensibilité de la puissance moyenne livrée pendant les jours des quatre mois de Janvier et Décembre dans notre ensemble de données. L'efficacité éolienne moyenne journalière a été portée en fonction de la température moyenne observée à Brest ce même jour[40]. La pente positive de la courbe de tendance donne l'accroissement moyen de puissance livrée moyenne lorsque la température s'accroit de 1°C. On trouve ainsi 3,9 %/°C. Ceci veut dire qu'en hiver, en moyenne, pour un parc de 1800 MW on peut escompter une puissance éolienne livrée qui décroît de 70 MW lorsque la température baisse de 1°C.

Le comportement de la production éolienne est donc l'opposé de celui de la consommation (Fig. 8 & 9). On note aussi une plus grande dispersion des points. Si les très faibles températures, en général causées par un anticyclone venu du nord, sont systématiquement associées à de faibles productions éoliennes, lorsque la température monte, on peut aussi bien avoir de fortes productions (passage de dépressions atlantiques) que pas de production du tout.

[40] Concernant la définition de la température moyenne un jour donné, voir la note 31.

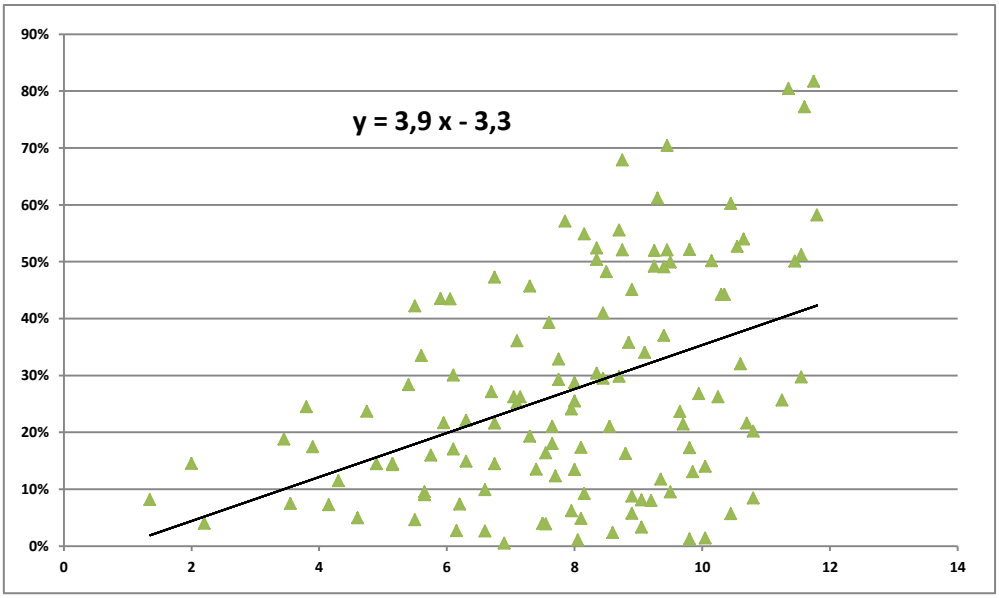


Fig. 23 Thermo-sensibilité de la production électrique éolienne terrestre de la Bretagne pour les mois de Janvier et Décembre des années 2013 et 2014. L'échelle verticale est graduée en % d'efficacité journalière et l'échelle horizontale en °C.

VI) Pacte Electrique Breton, Puissance Pilotable Complémentaire à Fournir

A partir des analyses des sections III) et IV) pour un parc solaire de 400 MW et pour un parc éolien terrestre de 1800 MW ainsi que celles des Annexes B et C pour un parc hydraulique de 276 MW et un parc EnR Thermiques de 132 MW, nous pouvons évaluer la puissance complémentaire dont la région aura besoin en addition à la production renouvelable prévue par le PEB.

Pour mener à bien l'exercice, il nous manque seulement des valeurs pour la production du parc offshore de 1000 MW envisagé par le PEB. Comme nous l'avons expliqué plus haut, l'analyse des données européennes disponibles ainsi que la comparaison inter-régionale que permet les données eCO2mix nous conduisent à estimer l'efficacité d'un parc au large de la Bretagne à 35 % (une valeur légèrement supérieure aux 33 % retenus par le PEB). En ce qui concerne l'évolution temporelle de la production, la proximité géographique des sites terrestres et offshore au regard de la dimension spatiale des phénomènes météorologiques pertinents nous amène – faute de mieux – à supposer qu'elle sera identique à celle de l'éolien terrestre. **On entend ou lit parfois, que « la production éolienne offshore est plus constante ». Les données écossaises, danoises et belges démontrent le contraire. Les montées et descentes de production sont bien en phase avec celles de l'éolien terrestre voisin comme on le voit par exemple sur les graphiques des productions éoliennes terrestre et offshore du Danemark dans la référence citée en note 22. La différence essentielle est la violence des variations de la production offshore qui passe très rapidement de zéro à la puissance maximale (ou l'inverse) engendrant des gradients instantanés de puissance très supérieurs à ceux de l'éolien terrestre.** Finalement, puisque l'efficacité du parc terrestre est de 20 %, multipliant les 1000 MW d'éolien offshore par 35/20, nous les remplaçons par 1750 MW d'éolien terrestre. L'ensemble offshore et terrestre du PEB est donc considéré comme équivalent à 1800 + 1750= 3550 MW éolien terrestre. Cette supposition nous permet, en première approximation, de simuler la production horaire sur deux ans de l'ensemble des parcs inscrits dans le PEB.

Pour déterminer les moyens de compensation pilotables à mettre en œuvre, nous devons aussi fixer une référence de besoin électrique régional. Nous faisons l'hypothèse extrême que tous les efforts pour contrôler le besoin électrique évoqués dans le PEB ont bien porté leurs fruits de sorte que la puissance appelée a été stabilisée à sa valeur 2013-2014. Notre choix majore donc la contribution au plan régional de l'ensemble des parcs EnR que le PEB a inscrit dans ses ambitions et minore l'appel à des ressources pilotables qu'elles soient extérieures à la région comme aujourd'hui ou internes comme celles actuelles à partir de combustibles fossiles (centrales à fioul de gestion de pointe et cogénération) ou en projet comme la centrale à gaz de Landivisiau.

a) Puissance livrée

La courbe verte de la figure la figure 31 correspond à la puissance moyenne appelée déjà dessinée en figure 3. La courbe rouge montre la puissance moyenne qu'il reste à fournir en complément du PEB. La puissance moyenne journalière de la production PEB correspond à la différence des courbes verte et rouge. On remarque qu'en dehors de quelques périodes (par exemple les fêtes de fin d'année) la courbe rouge n'est jamais longtemps éloignée de la courbe verte. Sur deux années, la moyenne de puissance complémentaire à fournir vaut 1595 MW pour une puissance moyenne appelée de 2518 MW.

La relative régularité de la courbe verte avec sa structure hebdomadaire bien visible ne se retrouve plus sur la courbe rouge, soumises aux aléas de la météorologie. Ceci montre que la puissance de compensation adjointe au PEB devra être capable de varier de façon beaucoup plus forte et rapide que ce qu'auraient exigé les seuls besoins de la consommation. Certaines journées – surtout en hiver – il faudra fournir une moyenne supérieure à 3000 MW alors que pour d'autres journées – surtout en été et début d'automne – la région devra exporter une partie de la production PEB vers d'autres régions françaises. Plus loin, nous analysons ces périodes potentiellement exportatrices pour estimer s'il existe vraiment un débouché à ces moments.

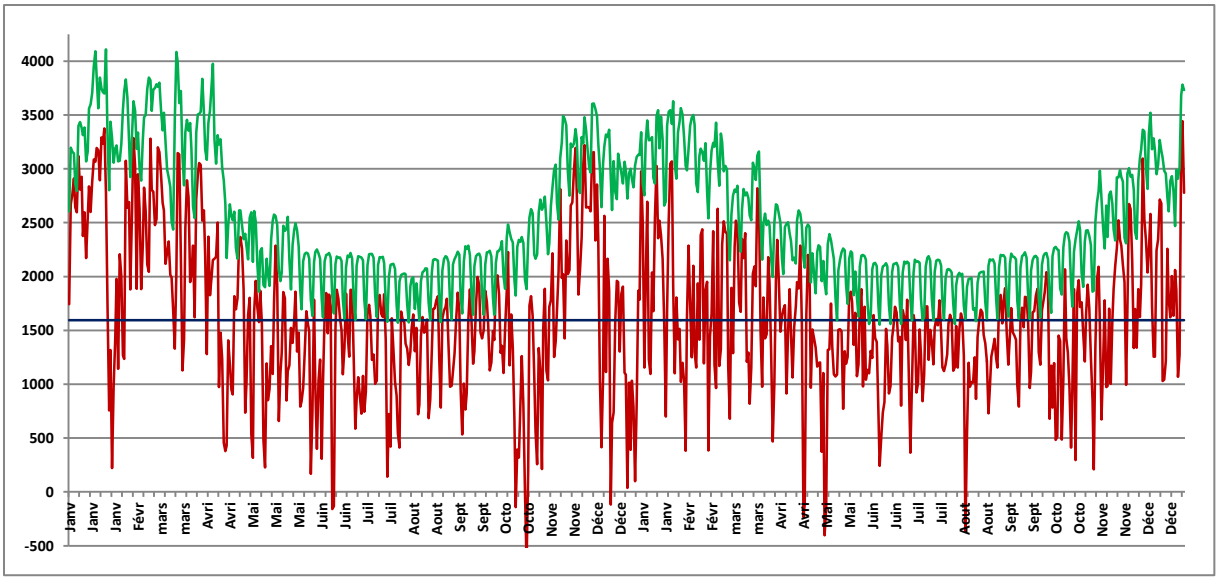


Fig.31 Production pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB sur deux années. L'unité de l'échelle verticale est le MW. La courbe rouge donne la moyenne journalière de la puissance qui reste à fournir à la région. La droite bleu sombre donne la puissance moyenne sur les deux années 2013-2014. La courbe verte montre le besoin de puissance électrique moyenne (consommation cf. Fig. 3). Les valeurs négatives de la courbe correspondent à des jours où la région devra exporter une partie de sa production électrique. On a supposé une efficacité moyenne de 35 % pour l'éolien offshore.

Une analyse de la courbe rouge en moyennes mensuelles, séparant périodes nocturnes et diurnes et pour ces dernières, jours fériés et jours ouvrés, conduit à la figure 32. Une comparaison avec la figure 5 montre qu'en ce qui concerne les moyens de compensation les grandes régularités saisonnières de la consommation ont disparu. D'une année sur l'autre, selon la puissance des vents d'hiver, la puissance moyenne qui doit être disponible en soutien au PEB peut varier de près de 800 MW (cf. les deux mois de Février). Les trois dernières barres montrent que la moyenne de puissance à fournir les jours ouvrés est supérieure d'environ 700 MW à celle nécessaire les jours fériés. De toute façon, nous allons voir que compte tenu du caractère quasi-aléatoire déjà visible sur la courbe rouge de la figure 31, une discussion en termes de valeurs moyennes sur des longues périodes comme le mois ou l'année (et même le jour) est finalement peu informative et masque la réalité du travail difficile qui va incomber aux gestionnaires du réseau de transport et aux producteurs d'énergie pilotable.

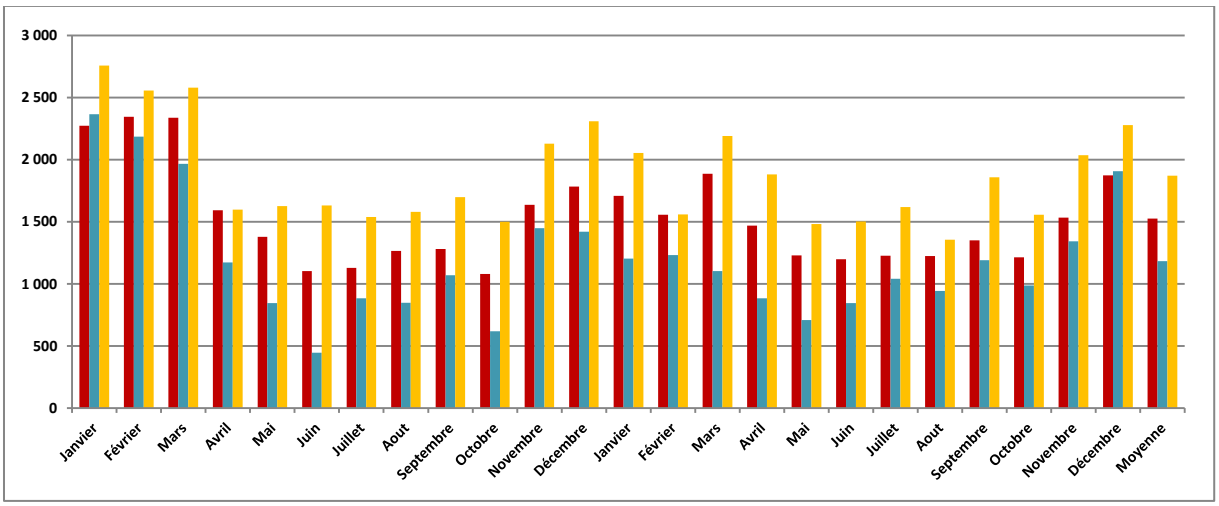


Fig. 32 Moyenne mensuelle de puissance pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB sur deux années pendant la période nocturne (barres rouges), la période diurne des jours fériés (barres bleues) et la période diurne des jours ouvrés (barres orange). L'unité de l'axe vertical est le MW. La période nocturne ainsi que les jours fériés sont définis dans le texte de la section II. Les trois dernières barres correspondent à une moyenne sur les deux années. On a supposé une efficacité moyenne de 35 % pour l'éolien offshore.

Une première indication de l'ampleur de ce travail est fournie par la figure 33. On y a porté pour chaque jour le maximum (courbe rouge) et le minimum (courbe bleue) de puissance horaire à fournir en complément du PEB. On constate tout d'abord que, chaque jour de l'année, la région devra faire appel à des moyens pilotables

(un seul contre-exemple sur deux ans). Inversement, il y aura plusieurs dizaines de journées par an où sa production sera excédentaire, sinon en moyenne au moins par moments. Les pointes d'appel seront proches de 4000 MW, c'est-à-dire à peine inférieures aux pointes de la consommation. La puissance des moyens de secours au PEB sera donc très voisine de ce qu'elle aurait été sans le PEB. On n'aura donc rien gagné de ce point de vue. Les pointes d'exportations pourront à l'inverse avoisiner les 1500 MW mais bien sûr sur un nombre d'heures très réduit c'est-à-dire pour une quantité d'énergie faible.

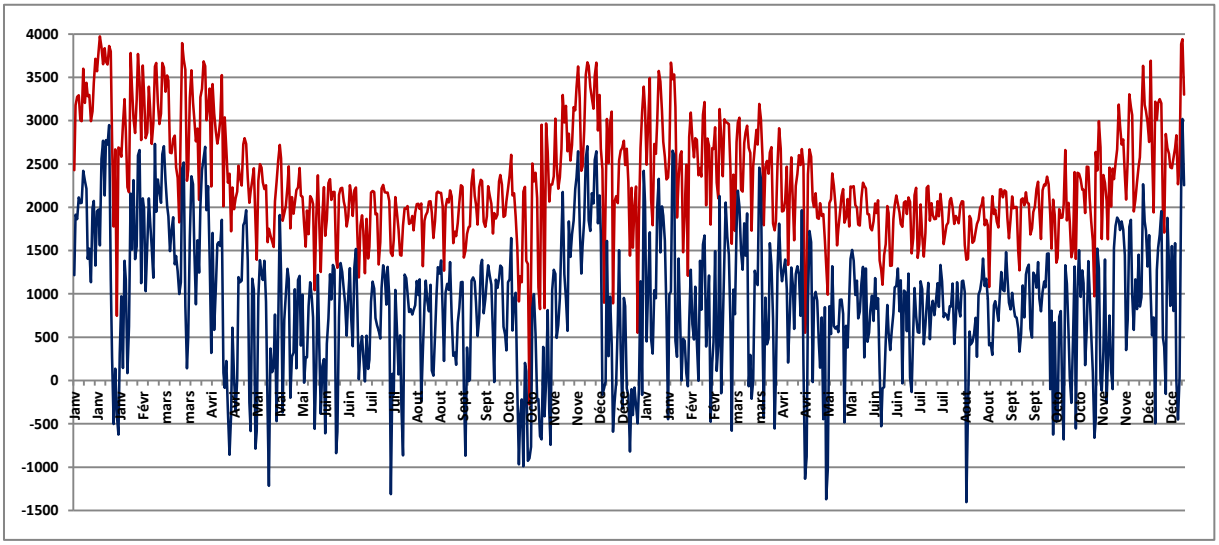


Fig.33 Production pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB sur deux années. La courbe rouge donne le maximum journalier ; la courbe bleu sombre le minimum journalier de la puissance à livrer à la région. L'unité de l'échelle verticale est le MW. Les valeurs négatives de la courbe bleu sombre correspondent aux jours où la région devra exporter une partie de sa production électrique et indique la capacité d'export maximale à gérer. On a supposé une efficacité moyenne de 35 % pour l'éolien offshore.

b) Variabilité

A partir des informations de la figure 33 on peut construire la courbe qui donne l'amplitude de la variation intra-journalière de la puissance horaire (figure 34). On constate qu'elle peut parfois s'élever à 3500 MW. La comparaison avec la courbe verte (qui reprend la figure 6 à une autre échelle) montre à quel point la mise en place du PEB va augmenter l'exigence de flexibilité de la puissance pilotable compensatrice. Le nombre de jours de l'année où celle-ci est inférieure à ce qui serait nécessaire en l'absence de PEB ne dépasse pas la vingtaine.

Même en valeur moyenne, on constate une forte augmentation de la variabilité intra-journalière. Elle passe de 930 MW pour la consommation, à 1420 MW pour la production pilotable. Alors qu'en moyenne la variation intra-journalière de la consommation ne représentait que 37 % de la puissance appelée (2518 MW), une fois le PEB mis en place, en moyenne la variation intra-journalière de la puissance complémentaire correspondra à 89 % de la production moyenne qu'elle aura à fournir (1595 MW).

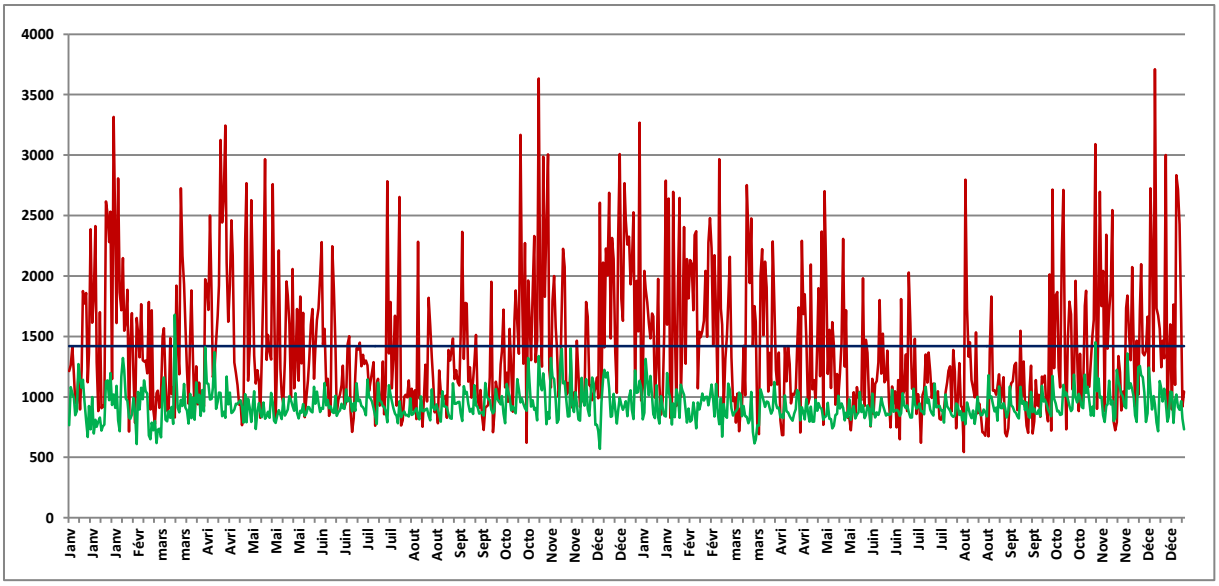


Fig.34 La courbe rouge donne l'amplitude intra-journalière de la variation (Maximum-Minimum du même jour) de la puissance pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB (MW). La droite bleu sombre donne la valeur moyenne de cette variation sur deux années de cette variation. La courbe verte reproduit l'amplitude intra-journalière de la variation de la puissance appelée (MW) (Fig. 6). On a supposé une efficacité moyenne de 35 % pour l'éolien offshore.

La figure 35 montre la variation de puissance moyenne à fournir d'un jour à l'autre (courbe rouge) en la comparant à la même variation pour la seule consommation (courbe verte qui reprend la figure 7). On voit ainsi que la programmation des moyens à mettre en œuvre sera paradoxalement compliquée par la mise en place du PEB.

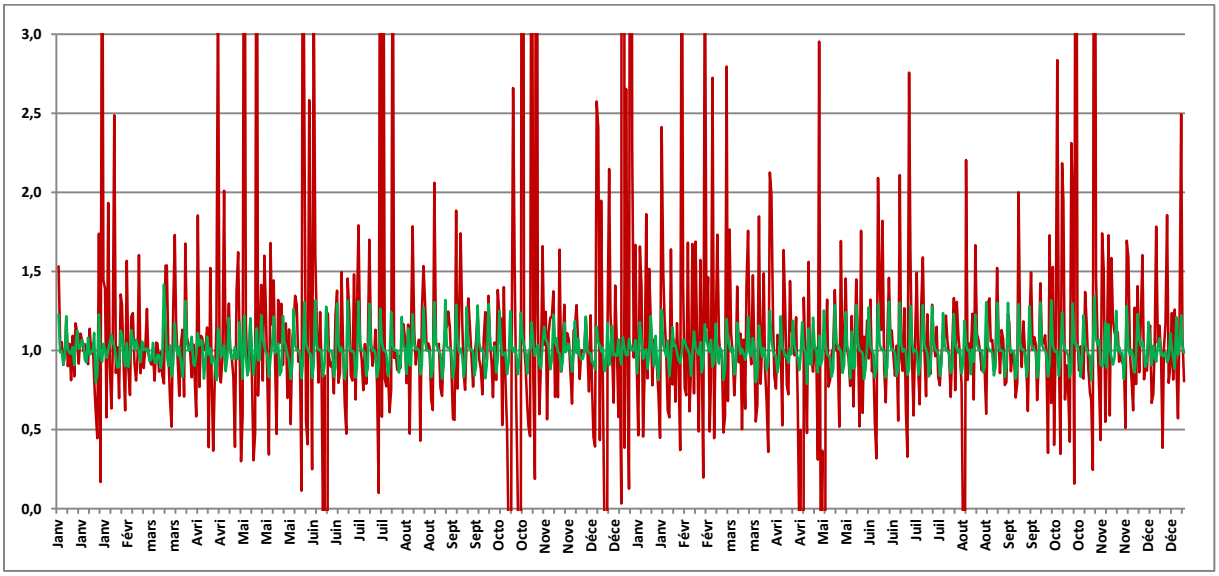


Fig. 35 Rapport de la puissance pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB moyenne livrée d'un jour à celle du jour précédent. La courbe verte donne le même rapport pour le besoin électrique (puissance appelée ; Fig.7). On a supposé une efficacité moyenne de 35 % pour l'éolien offshore.

c) Taux de couverture

En figure 36, on a porté le taux de couverture moyen journalier des moyens pilotables complémentaires au PEB. On constate qu'il dépasse souvent 85 %, qu'il peut aussi devenir négatif (excédent moyen journalier de production) et qu'il varie fortement d'un jour à l'autre. La valeur moyenne sur deux ans est de 62 %. Cependant, la simple considération de la courbe rouge montre à nouveau que parler en termes de valeurs moyennes a ici peu de sens et masque la réalité des conséquences du PEB.

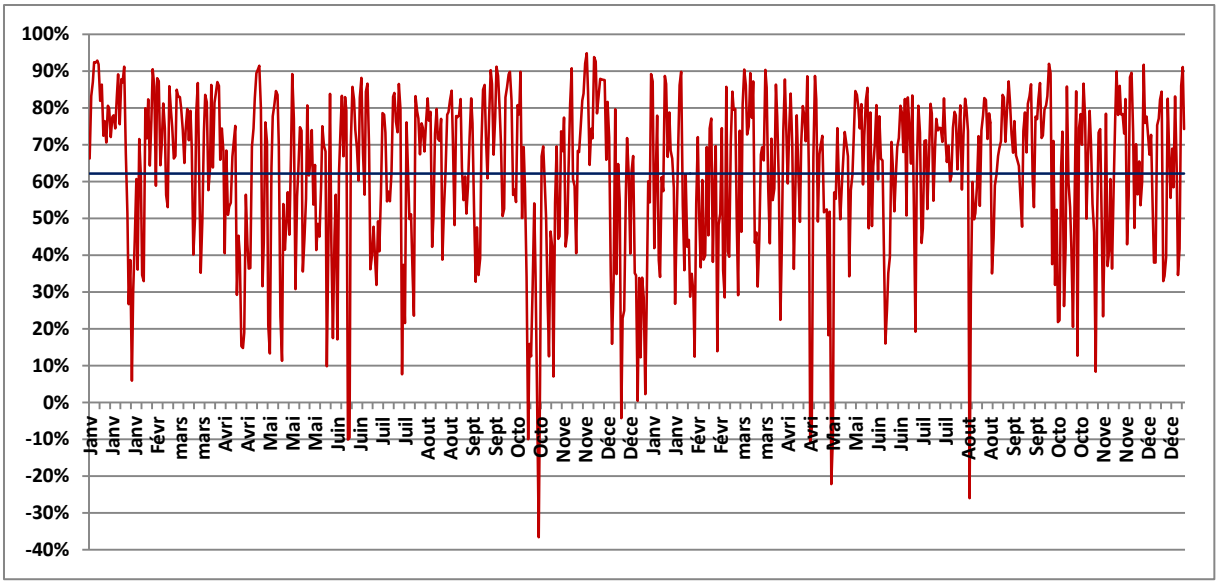


Fig. 36 Taux de couverture pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB sur deux années. La courbe rouge donne le taux de couverture moyen journalier (%). La droite horizontale bleu sombre donne la valeur moyenne sur deux ans. Les valeurs négatives de la courbe rouge correspondent aux les jours où la région devra exporter une partie de sa production électrique. On a supposé une efficacité moyenne de 35 % pour l'éolien offshore.

Pour s'en convaincre, on peut considérer la figure 37 qui montre les extrémums journaliers du taux de couverture complémentaire au PEB. Très souvent le maximum journalier dépasse les 90 % et, à l'exception de quelques journées, descend rarement sous les 50 %. Même les minimums journaliers dépassent souvent 70 %. Par contre, à certaines heures, 47 % de la production bretonne PEB devra être exportée (taux de couverture = –90 %). Cependant la quantité d'énergie associée reste faible car il s'agit de pointes.

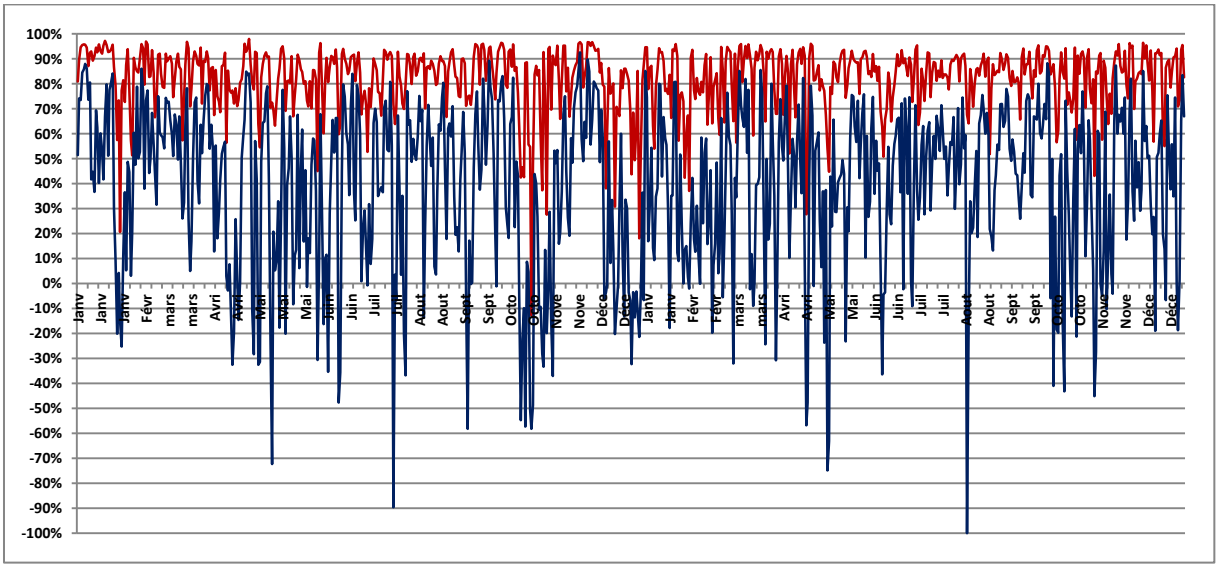


Fig.37 Taux de couverture pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB sur deux années. La courbe rouge donne le maximum journalier ; la courbe bleu sombre le minimum journalier. Les valeurs négatives de la courbe bleue sombre correspondent aux jours où la région devra exporter une partie de sa production électrique. On a supposé une efficacité moyenne de 35 % pour l'éolien offshore.

Pour mieux appréhender la répartition des taux de couverture correspondant aux figures 36 et 37, en figure 38, nous avons dessiné la distribution des heures en fonction du pourcentage de taux de couverture que la puissance pilotable doit assurer à l'importation et à l'exportation. Nous avons aussi conduit l'analyse séparément pour quatre classes correspondant aux heures nocturnes ou diurnes selon qu'elles appartenaient à des jours ouvrés et fériés.

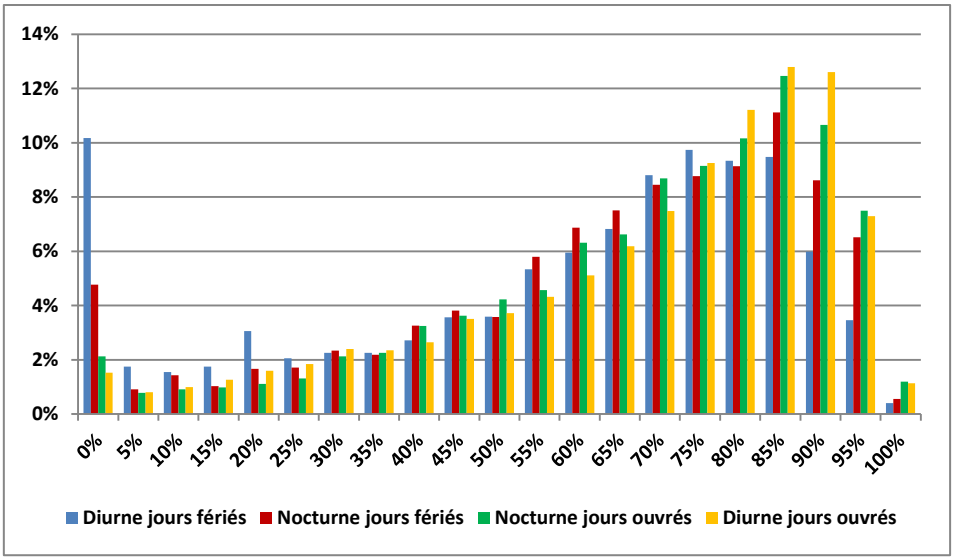


Fig.38 Distribution du pourcentage des heures (axe vertical) en fonction du taux de couverture pilotable (axe horizontal) à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB sur deux années (voir texte). L'analyse porte sur quatre classes dont les totaux d'heures sont : 2977 heures « diurne jours fériés », 2519 heures « nocturne jours fériés », 5511 heures « nocturne jours ouvrés » et 6513 heures « diurne jours ouvrés ». Chacun de ces quatre nombres d'heures correspond donc à 100 % des heures pour la classe considérée. Pour la signification des chiffres sur l'axe horizontal, voir texte. Les heures nocturnes et diurnes et les jours fériés et ouvrés sont définis dans le texte de la section II. On a supposé une efficacité moyenne de 35 % pour l'éolien offshore.

A l'extrême gauche, les barres « 0 % » indiquent le pourcentage du nombre d'heures de chaque classe pendant lesquelles la région devra exporter de l'énergie. On constate que ce sera avant tout en période de jours fériés (barres bleue et rouge) et plus particulièrement en période diurne. Le fait que cela corresponde avant tout aux jours fériés s'explique bien sûr par la réduction de besoin propre de la région, réduction que la production EnR du PEB ne prend évidemment pas en compte. Si le besoin d'exporter ces jours-là, est plus important en période diurne, cela tient essentiellement à la production du parc solaire de 400 MW. De même, l'analyse de la production éolienne estivale montre un pic vespéral qui dans notre comptabilité est inclus dans la période diurne (on consultera, à cet effet, les fichiers des mois d'été disponibles à l'adresse donnée en note 16).

Or les mêmes effets, faible consommation, politique favorisant le solaire et l'éolien, se retrouveront dans les autres régions de France où les autorités en charge, à partir des mêmes motivations « énergétiquement autonomistes », ont décidé d'un équivalent local au PEB. Il apparaît donc que si tous ces schémas régionaux se réalisent, l'ensemble des régions de France voudra exporter au même moment ce qui ne manquera pas de poser un problème au réseau[41].

Les hauteurs des barres à l'abscisse 5 % indiquent le pourcentage d'heures de chaque classe pour lequel le taux de couverture par de la production pilotable est compris entre 0 % et 5 % ; et ainsi de suite. Les barres 100 % donnent le pourcentage d'heures pour lequel le taux de couverture de cette puissance complémentaire est supérieur à 95 %. On constate qu'il n'est nul pour aucune des quatre catégories et vaut 1% en période de jours ouvrés.

La distribution des heures en fonction du taux de couverture horaire des jours ouvrés et plus particulièrement la période diurne est effectivement piquée vers de plus grande valeurs. A titre de comparaison, la fraction en temps pour laquelle le taux de couverture pilotable est supérieur aux trois-quarts (75 %) est de 28,65 % pour la période « diurne jours fériés », 35,93 % pour « nocturne jours fériés », 41,97 % pour « nocturne jours ouvrés » et atteint 45,03 % pour « diurne jours ouvrés » soit presque une heure sur deux pour cette dernière classe.

d) Thermo-sensibilité

[41] On lit ou on entend quelque fois évoquer ici les effets bénéfiques d'un phénomène que l'ADEME et RTE ont choisi d'appeler « foisonnement ». Selon ce concept, les productions éoliennes (on n'ose pas pour l'instant l'invoquer pour le solaire) seraient plus ou moins en opposition de phase d'une région à l'autre et se compenseraient (plus de vent en Bretagne et moins de vent en Basse-Normandie par exemple). Dans la référence citée en note 22, on montre qu'il n'en est rien ni à l'échelle des régions françaises ni même à celle des pays de l'Europe. L'analyse est à nouveau basée sur les données eCO2mix pour la France et les données officielles publiées par les réseaux électriques de l'Europe. Le « foisonnement » est donc un concept ad-hoc avancé pour justifier le déploiement éolien. Il est surprenant que ce soit toujours sans justification chiffrée et souvent même par ceux qui, pourtant, ont tous les chiffres en main pour le réfuter : les réseaux.

Les figures 8 et 9 ont permis une évaluation de la thermo-sensibilité de la consommation bretonne[42]. Celle-ci est de l'ordre de –95 MW/°C, une valeur légèrement inférieure à celle de la France dans son ensemble qui, ramenée à la population de la Bretagne, devrait valoir –121 MW/°C. Inversement, la figure 23 a montré que la production éolienne diminue lorsque la température baisse. Pour un parc éolien de 1800 MW, nous avons estimé la thermo-sensibilité à environ +70 MW/°C. Ce sera donc à la puissance pilotable complémentaire de compenser l'ensemble des effets de ces thermo-sensibilités qui s'ajoutent en valeur algébrique. C'est cette analyse qui est présentée dans les figures 39 et 40 correspondant respectivement aux jours ouvrés et aux jours fériés.

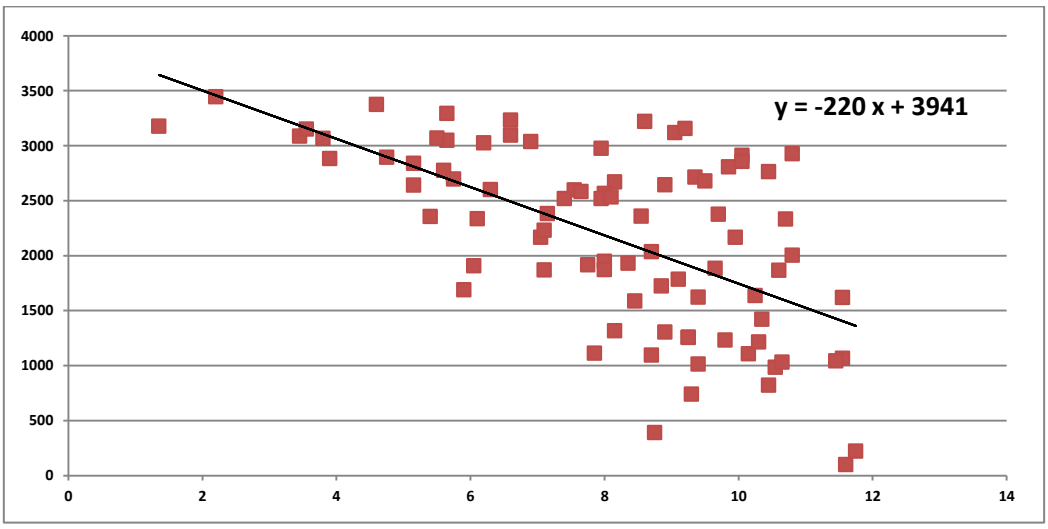


Fig. 39 Thermo-sensibilité de la puissance pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB pour les jours ouvrés des mois de Janvier et Décembre des années 2013 et 2014. L'échelle verticale est graduée en MW et l'échelle horizontale en °C.

Par rapport aux figures 8 et 9 il a été nécessaire d'étendre l'échelle verticale pour pouvoir placer tous les points. On trouve en effet des valeurs de pente qui sont bien sûr négatives mais s'élèvent maintenant à des valeurs de l'ordre de – 240 MW/°C. On pouvait effectivement s'attendre à de tels chiffres puisque l'adjonction du parc offshore, compte tenu de son efficacité supérieure (35 % au lieu de 20 %), correspond à un quasi-doublement de puissance du parc éolien terrestre. Sur la base des résultats antérieurs on escomptait donc une pente de l'ordre de – (95+70+70) = – 235 MW/°C. Une fois le PEB mis en place, on sera donc passé d'une thermo-sensibilité qui, à population équivalente, est aujourd'hui légèrement inférieure à celle de la France dans son ensemble, à une thermo-sensibilité qui est maintenant près de deux fois plus grande.

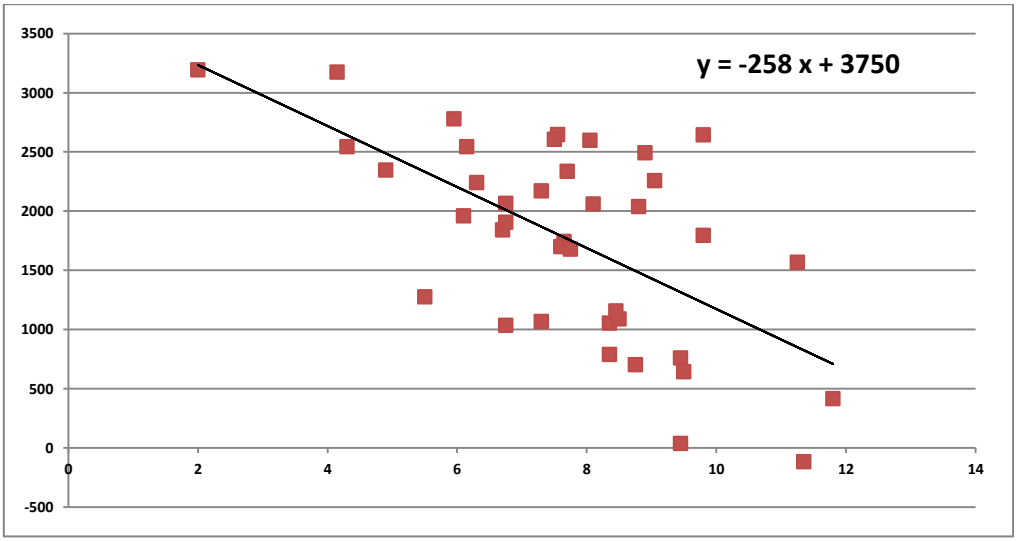


Fig. 40 Thermo-sensibilité de la puissance pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB pour les jours fériés des mois de Janvier et Décembre des années 2013 et 2014. L'échelle verticale est graduée en MW et l'échelle horizontale en °C.

[42] Concernant la définition de la température moyenne journalière utilisée, voir la note 31.

e) Gradients horaires de puissance

Nous concluons notre étude par une analyse de la distribution des gradients horaires de puissance (vitesse de variation de la puissance qui se mesure donc en MW/h). Il incombe au réseau de gérer ces variations en mettant en route ou en arrêtant rapidement des unités de puissance pilotables de façon à maintenir l'équilibre instantané entre production et consommation électrique. La figure 41 compare la distribution des gradients du problème initial, c'est-à-dire celui correspondant à l'assurance d'une fourniture égale à la consommation (barres rouges) avec celui du problème qui sera posé au système de production complémentaire une fois le parc EnR du PEB mis en place (barres jaunes).

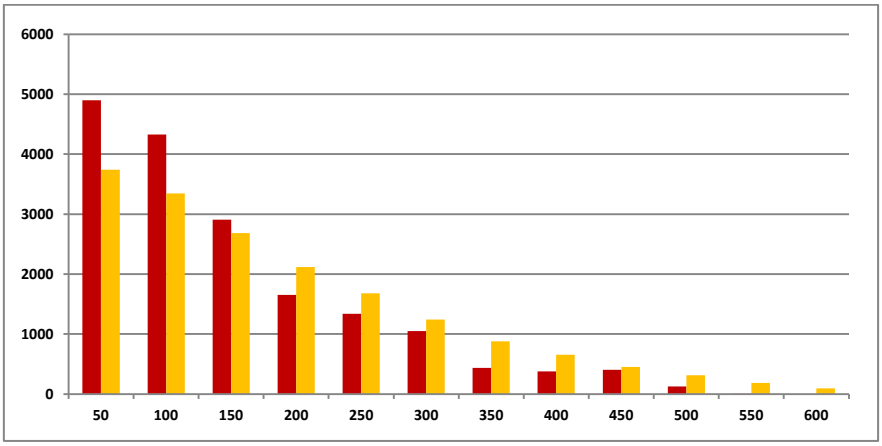


Fig. 41 Nombre d'heures sur deux années pendant lesquelles la valeur absolue du gradient de puissance horaire mesuré en MW/h se trouve dans l'intervalle [0, 50], [50, 100],… , [550, 600]. Les barres rouges correspondent aux seules exigences du besoin électrique (puissance appelée). Les barres orange correspondent à la puissance pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB

On constate que la puissance de compensation bien que plus faible en moyenne doit composer avec des gradients plus grands que ceux qu'elle aurait dû gérer si le PEB n'était pas en place. Ainsi le gradient maximum de puissance appelée sur deux années est de 524 MW/h. Une fois le PEB en place, le dispositif de production pilotable devra par contre, au moins une fois, gérer un gradient de 1250 MW/h et (figure 42) plus d'une trentaine de fois par an des gradients supérieurs à 600 MW/h. Ceci implique la disponibilité d'une puissance en backup dont le besoin n'existait pas avant la mise en place du PEB.

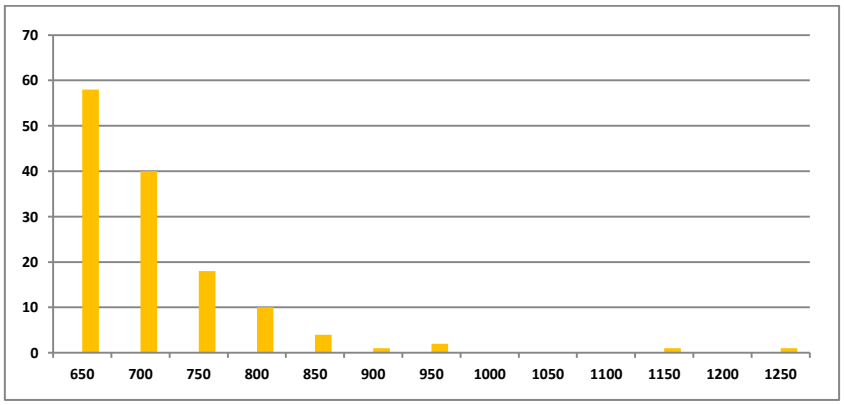


Fig. 42 Nombre d'heures sur deux années pendant lesquelles la valeur absolue du gradient de puissance horaire en MW/h se trouve dans l'intervalle [600, 650], [650, 700],… , [1200, 1250]. Les barres jaunes correspondent à la puissance pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB

Remerciements

Nous sommes reconnaissants à Jean-Jacques Hérou, Jean-Pierre Pervès, François Poizat, Henri Prévot et Bernard Tamain pour leurs avis et suggestions.

Annexe A:
Analyse d'une Communication Grand Public sur le Parc Offshore de Saint Brieuc.

Le premier parc éolien offshore installé au large des côtes bretonnes devrait être celui de la baie de Saint Brieuc que porte le consortium « Ailes Marines ». La figure A1 montre un exemple de communication sur ce projet auprès du grand public[43]. Sur la photographie, on peut lire quelques chiffres qu'il nous a semblé intéressant d'analyser puis d'utiliser dans la continuité de notre travail sur le Pacte Electrique Breton dont le parc offshore de Saint Brieuc devrait être un élément majeur.

Fig. A1 « Carte d'identité » du projet « Ailes Marines » de parc offshore en baie de St Brieuc. Photo prise lors de la « Fête de la coquille », le 24 Janvier 2015.

La puissance nominale de ce parc de 62 éoliennes sera de 496 MW. Il couvrira donc 50 % des ambitions du PEB en matière d'éolien offshore. Le projet annonce une production énergétique annuelle de 1850 GWh ce qui équivaut à dire que son efficacité moyenne sera de 42,55 %. Il s'agit là de valeurs que, jusqu'à maintenant, on ne trouve réalisées qu'à des latitudes bien plus hautes de la mer du Nord (Danemark). Comme nous n'avons pas eu accès à l'argumentation technique qui conduit « Ailes Marines » à promettre au public cette valeur élevée d'efficacité, dans notre étude, nous avons préféré nous en tenir aux chiffres disponibles et utiliser la valeur de 35 % (légèrement supérieure aux 33 % inscrits dans le PEB) que nous étions en mesure d'expliquer. En fait, une étude conduite à partir des données fournies par la société « E.ON renewables » pour un parc écossais proche des côtes, Robin Rigg, avait trouvé une efficacité de 30 % alors que les annonces « préalables » s'élevaient à 40 %[44]. Ce point de désaccord méritera d'être éclairci une fois que les données de production seront disponibles.

On voit aussi que le consortium annonce que le projet alimentera 850 000 habitants. Il s'agit bien sûr d'une annonce en moyenne annuelle car, tout comme on l'a démontré pour l'éolien terrestre, et comme le montrent les données offshore danoises, belges et écossaises, le parc sera bien sûr incapable de suivre les évolutions horaire, journalière, hebdomadaire et saisonnière de la demande bretonne. Néanmoins ce chiffre est impressionnant puisqu'il correspond à plus de 25 % de la population de la Bretagne (fin 2013 : 3 260 000 habitants). La « carte d'identité » de la figure A1 est donc rédigée pour convaincre le passant peu informé – celui qu'on a des chances de toucher dans une « Fête de la Coquille » – que l'autonomie électrique bretonne serait atteinte avec seulement quatre parcs comme celui porté par Ailes Marines.

[43] Photographie extraite du site : http://gardezlescaps.org/ailes-marines-a-la-fete-de-la-coquille-de-la-baie-de-st-brieuc-a-paris-main-dans-la-main-avec-loffice-de-tourisme-de-la-baie/.
[44] http://www.sauvonsleclimat.org/documentsslchtml/etudeshtml/vent-de-mer-vent-de-terre/35-fparticles/948-vent-de-mer-vent-de-terre.html.

A partir de la production annuelle annoncée de 1850 GWh, en divisant ce chiffre par 850 000, on déduit que, pour Ailes Marines, la consommation annuelle d'un breton est de 2,17 MWh. Or, les données de consommation publiées par RTE pointent vers une valeur plus haute. En effet, en section III, on a vu que les chiffres eCO2mix correspondent à une puissance moyenne annuelle de 2518 MW soit une consommation régionale annuelle de 22073 GWh. Tenant compte du nombre total de bretons on arrive donc à une consommation moyenne annuelle par personne de 6,77 MWh. Cette valeur est 3,12 fois supérieure à celle retenue par Ailes Marines. En fait, il est probable que le consortium a choisi d'oublier que l'environnement de vie (outils de travail, transports en commun électrifiés, services publics et hôpitaux, éclairage et signalisation de trafic, etc.) pèse beaucoup plus lourdement sur la demande électrique d'un français que ses seuls besoins domestiques. Si on prend en compte l'environnement électrique complet d'un breton, ce n'est pas la couverture des besoins de 850 000 personnes que le parc annoncé pourrait **en moyenne** assumer, mais seulement celle de 272 500. Ce chiffre descendrait d'ailleurs à 225 000 si notre estimation d'efficacité de 35 % du futur parc offshore se révélait correcte.

La « carte d'identité » donne aussi quelques informations économiques. Nous sommes incapables d'évaluer la réalité de la promesse de 2000 emplois qu'on y trouve. Il nous semble pourtant que l'économie du projet ne tiendrait pas s'il s'agissait d'emplois permanents en situation d'exploitation. Le nombre de travailleurs affectés au suivi de pilotage (si bien sûr, celui-ci est fait en Bretagne et non télécommandé d'ailleurs) et à la maintenance devrait être plus faible d'au moins un facteur dix. Les 2000 emplois promis soit sont temporaires, soit doivent être compris comme associés à la mise en place d'une filière de construction à vocation exportatrice. Dans ce cas, il serait intéressant de demander à Ailes Marines de préciser les contours et les perspectives de ce marché dans la situation concurrentielle mondiale actuelle ainsi que les ambitions spécifiques du consortium dans ce domaine de façon à donner de la substance à cette annonce de 2000 emplois.

Sur la photo, on peut lire le coût d'investissement actuel du projet : 2500 M€. Ramené à la puissance installée cela correspond 5,04 M€/MW. La figure A2 permet de comparer ce coût à ceux des projets réalisés (leur coût d'investissement n'est donc pas une promesse mais un fait) :

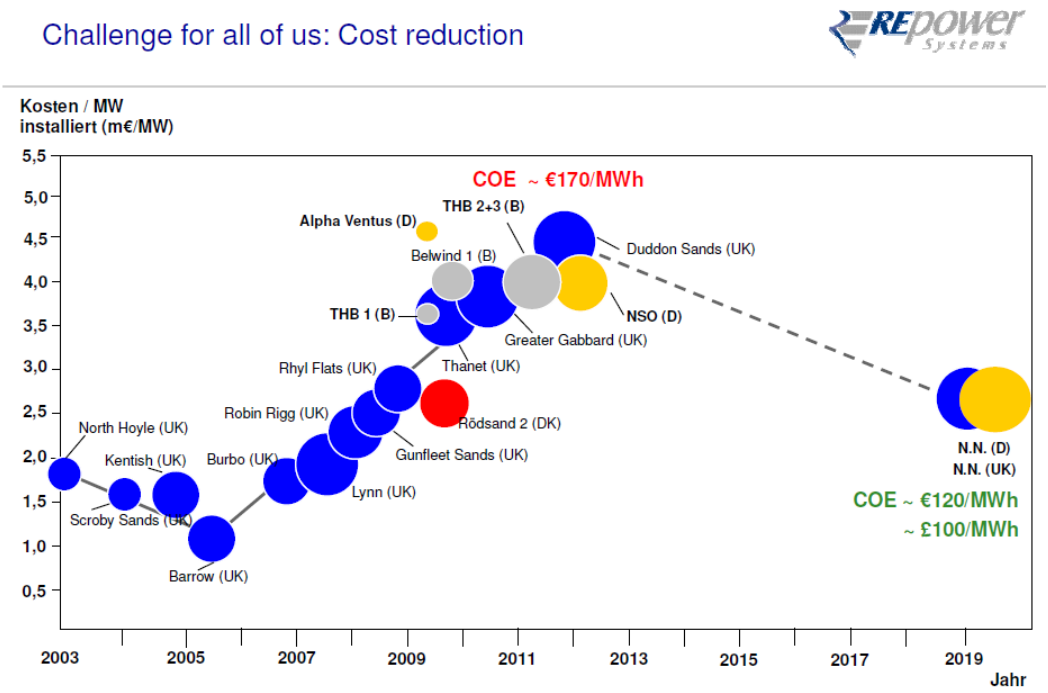


Fig. A2 Evolution des coûts d'installation par unité de puissance des différents parcs offshore construits en Europe. La figure est extraite d'une présentation de la compagnie éolienne allemande REpower lors d'une présentation en Octobre 2013 à l'occasion d'un colloque Franco-Allemand. Les données réelles s'arrêtent à l'année 2013. La courbe en tirets comme les points pour l'année 2020 correspondent à une ambition de réduction des coûts formulée à l'époque.

Cette figure présentée dans un colloque international par un grand constructeur allemand montre une caractéristique très particulière de ce secteur industriel : la « courbe d'apprentissage » est inversée ! Au fur et à mesure qu'on construit de nouveaux parcs, ils deviennent intrinsèquement (c.à.d. par MW installé) plus chers. La seconde partie du diagramme A2 (courbe en tirets et points de couleur avec les labels D et UK) indique ce sur quoi tablent les politiques et responsables économiques allemands et britanniques concernant ce secteur à l'échéance de 2020. On notera que l'absence de baisse de coût d'investissement se constate aussi pour l'éolien terrestre qui, depuis des années, stagne autour de 1,5 M€/MW installé.

Il apparaît que le projet offshore de Saint Brieuc, dont la mise en route complète ne semble pas pouvoir être attendue avant 2017-2018, ne s'inscrit pas dans la courbe de tendance supposée (ligne en tirets) mais, même si le budget est tenu, sera plus onéreux que le plus couteux des projets réalisés fin 2013. Quoiqu'il en soit, soit les responsables étrangers se bercent d'illusions sur les progrès économico-techniques de cette filière dans leur pays, soit une filière française amorcée par le parc de Saint Brieuc ne pourra se positionner favorablement sur le marché international de l'éolien offshore, soit les deux.

En l'absence d'indications sur le montage financier, on peut penser que la somme couvrant les investissements ne proviendra pas de fonds propres des entreprises du consortium mais sera pour l'essentiel prêtée par des banques. Celles-ci peuvent en effet être plus attirées par un projet qui bénéficie d'une garantie de l'Etat grâce auquel il pourra vendre l'intégralité de sa production, qu'elle soit utile ou inutile au moment où elle est produite, de façon non concurrentielle à un prix avantageux plutôt que par un soutien risqué à l'économie de petites et moyennes entreprises se battant sur des marchés ouverts. Il est aussi vraisemblable que les banques emprunteront leur contribution à des taux très bas auprès de la BCE qui elle-même fabrique l'argent à partir de rien.

Il y a cependant un chiffre qui n'est pas précisé sur la « carte d'identité » de la figure A1 : le prix auquel EDF – c'est-à-dire le consommateur français (et pas seulement breton), via la taxe CSPE qui lui en transférera le surcoût sur ses factures – sera tenue d'acheter l'énergie électrique fournie par ce parc[45]. Il apparaît que cette information doit rester confidentielle, même pour les consommateurs qui devront pourtant en assumer les surcoûts par rapport au prix du marché.

On peut toutefois se faire une idée de ce prix d'achat à partir de la réponse du gouvernement à une question écrite posée le 22/07/2014 par Mme Guigou, député de la 6ème circonscription du département de Seine-St-Denis. La question qui concernait spécifiquement les projets offshore du Tréport et de Noirmoutier devrait cependant donner une bonne indication pour le parc de Saint Brieuc. De la réponse alambiquée (gênée ?) du gouvernement, on peut inférer que le tarif d'achat de base est de 221 €/MWh soit un peu plus de cinq fois le prix auquel EDF est tenue de vendre à ses concurrents et aux Entreprises Locales de Distribution[46] (les ELD qui sont les concurrents français de ErDF) le quart de l'énergie électrique de ses réacteurs nucléaires (tarif « ARENH », actuellement de 42 €/MWh). Le prix de 221 € est garanti pour 20 ans. Il n'est pas spécifié dans la réponse du gouvernement si le projet offshore bénéficiera aussi des indexations à la hausse inscrites dans les arrêtés en faveur de l'éolien terrestre. Selon le dernier rapport de la Commission de Régulation de l'Energie (15/10/2014) celles-ci ont conduit à un renchérissement de plus de 10 % du tarif de base initial.

En utilisant un tarif de 221 €/MWh et la production énergétique annoncée, le consortium devrait pouvoir compter sur une rentrée annuelle de 409 M€. Même si une énergie aussi « gratuite » que celle du vent a nécessairement un coût (frais d'exploitation et de maintenance en offshore comptant pour environ 35-40 % du coût – à distinguer du prix – du MWh produit, versements annuels aux diverses communes et groupes d'intérêt à convaincre), on voit qu'en une douzaine d'années sur les vingt pendant lequel le tarif est garanti, le consortium et les banques devraient pouvoir recouvrer l'intégralité de leur investissement initial. Si l'efficacité du parc était de 35 % comme on l'a estimé dans notre étude, les rentrées annuelles liées à la vente d'électricité seraient de 336 M€.

Finalement, nous avons repris l'ensemble des calculs du PEB conduits dans la section VI en supposant une efficacité du parc offshore de 42,55% (au lieu de 35 %). Comme précédemment ceci a été fait en remplaçant le parc offshore de 1000 MW par un parc éolien terrestre dont après multiplication par (42,55/20) la puissance est cette fois de 2128 MW (au lieu de 1750 MW).

Comme on pouvait s'y attendre la valeur moyenne sur deux ans du taux de couverture complémentaire à fournir au PEB est un peu plus faible : 59 % au lieu de 62 %. Cependant, les contraintes sur la gestion de cette puissance qui apparaissent à la lecture de la section V, sont elles aussi toutes augmentées.

Plutôt que de passer en revue l'ensemble des propriétés déjà étudiées en section VI, on se contente de montrer en figure A3 à quoi ressemble sur deux ans la courbe des maximums et minimums journaliers du taux de couverture de la puissance complémentaire. Les violentes variations intra-journalières déjà visibles sur la figure 37 sont amplifiées tandis que souvent le taux de dépendance à la puissance complémentaire au PEB est supérieur à 90 %. Il y a aussi quelques heures où la région doit exporter autant qu'elle consomme (taux = – 100 %).

[45] De même la « carte d'identité » n'indique pas les surcoûts indirects sur le TURPE (taxe affectée au transport et à la distribution électrique) qui constitue in fine un autre poste de la facture du consommateur (qui sera encaissé par RTE).

[46] En fait pour les 135 ELD françaises le tarif moyen, de 35 €/MWh est encore plus bas que l'ARENH (« Accès Règlementé à l'Electricité Nucléaire Historique »).

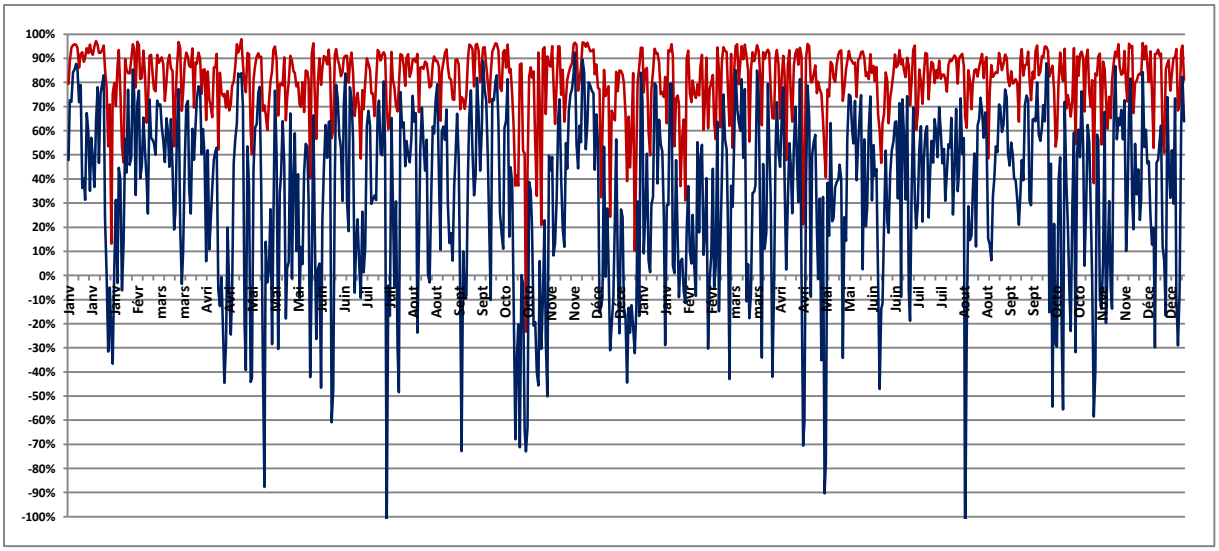


Fig.A3 Taux de couverture pilotable à fournir à la Bretagne en complément de la production du PEB sur deux années. La courbe rouge donne le maximum journalier ; la courbe bleu sombre le minimum journalier. Les valeurs négatives de la courbe bleu sombre correspondent aux jours où la région devra exporter une partie de sa production électrique. On a supposé une efficacité moyenne de 42,5 % pour l'éolien offshore.

Annexe B
Pacte Electrique Breton, Puissance Hydraulique

Le parc hydraulique (usine de la Rance et barrages sur les cours d'eau) inscrit dans le PEB est celui qui existe aujourd'hui[47] et a existé pendant les deux années 2013-2014. La puissance installée totale est de 276 MW. La productivité du parc hydraulique PEB est donc directement fournie par les données publiées par eCO2mix sans qu'il soit nécessaire de les renormaliser.

Toutefois, cinquante ans après sa mise en service, l'usine de la Rance est actuellement en phase de remise à niveau, pour un budget estimé à 100 M€. On peut estimer que les années 2013-2014 que nous prenons comme référence pour bâtir le PEB correspondent donc à une usine un peu moins performante que celle qui sera opérationnelle à la fin de la décennie. Pour cette raison, à la fin de l'annexe, nous évaluons ce que le PEB peut espérer gagner d'une future usine de la Rance dont les performances seraient augmentées de 20 %.

Pour le parc hydraulique, le PEB suppose une efficacité moyenne annuelle comprise dans l'intervalle [22,3, 26] (en %), soit pour un parc de 276 MW une puissance moyenne annuelle comprise entre 61,6 MW et 71,9 MW.

a) Puissance livrée

La figure B1 montre la puissance moyenne journalière livrée par le parc hydraulique breton (courbe verte). Les oscillations bi-journalières de puissance au rythme des marées visibles sur les analyses mensuelles détaillées (voir les fichiers en référence dans la note 16) ont bien sûr disparu sur ces moyennes journalières. Les oscillations de la courbe verte reflètent les oscillations des coefficients de marée superposées à une production des barrages au fil de l'eau qui se concentre sur la seule période hivernale et printanière.

Les courbes rouge et bleu clair donnent respectivement les maximum et minimum journaliers. Chaque jour la puissance minimum de l'usine de la Rance devient nulle. La courbe bleu clair (minimum) correspond donc à la puissance livrée à cet instant par les seuls barrages de rivières. Comme la production de ces derniers reste quasiment constante au long d'une journée, le minimum et le maximum de la puissance qu'ils livrent se confondent avec leur puissance moyenne journalière. On peut donc dire d'une part que la courbe bleu clair fournit une bonne estimation de la puissance moyenne journalière des barrages de rivières et d'autre part que l'écart entre les courbes rouge et bleu clair mesure le maximum de production journalier de l'usine de la Rance. On constate qu'à aucun moment au cours des deux ans, même au moment des plus fortes marées, celui-ci n'a atteint la puissance nominale de l'usine (240 MW). La puissance maximale livrée par l'usine de la Rance est de l'ordre de 200 MW. Les barrages de rivière ne produisent que de la fin Novembre au milieu du printemps.

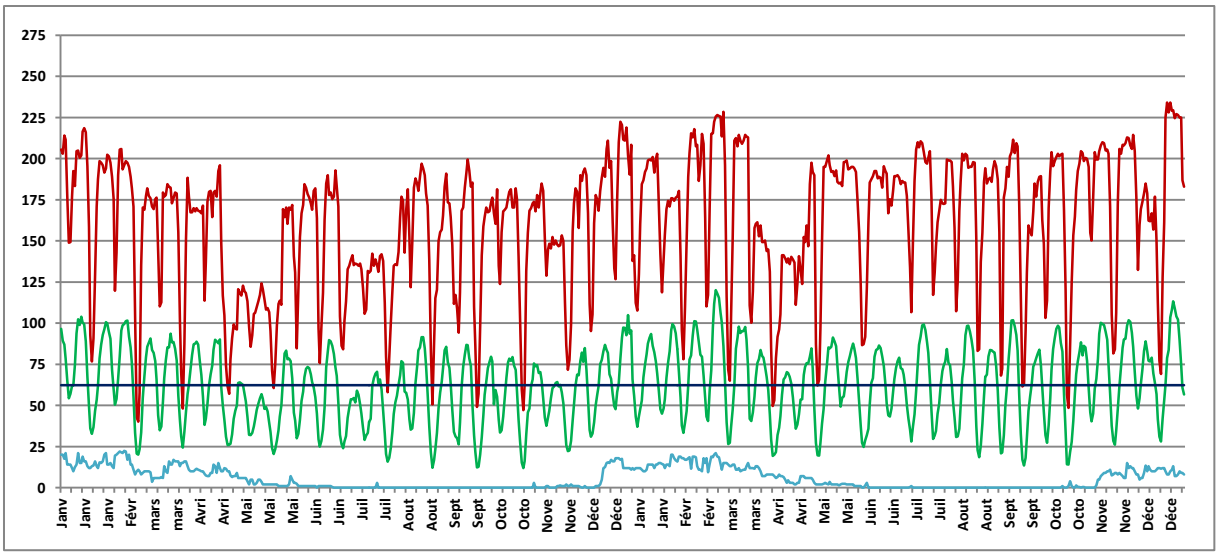


Fig.B1 Production hydraulique bretonne sur deux années pour un parc hydraulique (Rance + barrages) de 276 MW. La courbe rouge donne le maximum journalier de la puissance livrée (MW) ; la courbe bleu clair le minimum journalier de la puissance livrée et la courbe verte la moyenne journalière de la puissance livrée. La droite bleu sombre donne la puissance moyenne sur les deux années 2013-2014.

[47] Les évènements de l'année 2014 ont montré que construire un barrage en France n'est pas chose aisée et pas seulement pour des raisons techniques (comme ce fut d'ailleurs le cas auparavant pour Tignes et Serre-Ponçon ; ce dernier ouvrage ayant donné lieu à la production du film « L'Eau Vive » ainsi que d'une très belle chanson).

La puissance moyenne du système hydraulique breton mesurée sur deux ans est de 62,3 MW. Elle est donc proche de la valeur inférieure retenue par le PEB. Sachant que l'année 2013 a été plutôt une année faste pour l'hydraulique en France, il semble que le PEB ait fait preuve d'optimisme concernant la production hydraulique bretonne. Il se peut aussi que la productivité de l'usine de la Rance diminue au fil des ans, au fur et à mesure que s'envase l'estuaire. Il est finalement vraisemblable que les travaux en cours sont aussi cause d'une diminution de la productivité. En tout cas, ce sont les données réelles plutôt que celles supposées dans le document PEB que nous avons utilisées dans notre analyse globale. Néanmoins nous commentons en fin d'Annexe ce qui changerait si la Rance fonctionnait vraiment à sa puissance nominale et montrons qu'aucune des conclusions de notre étude ne serait véritablement modifiée.

La figure B2 analyse la production hydraulique selon qu'elle est nocturne ou diurne et dans ce dernier cas séparément pour les jours ouvrés ou fériés. On constate que les trois types de moyennes mensuelles oscillent au rythme des saisons avec une production plus grande pendant les mois d'hiver. Les hasards des coïncidences entre horaires des marées et nuits ou jours fériés conduisent quelquefois les barres d'une couleur à être plus hautes que celles des autres. Néanmoins comme ni Séléné, ni Jupiter[48] ne sont concernés par le calendrier de l'activité humaine, la moyenne prise sur deux ans (barres à l'extrême droite) conduit à des barres de hauteurs quasi-identiques autour de la valeur moyenne globale (62,3 MW).

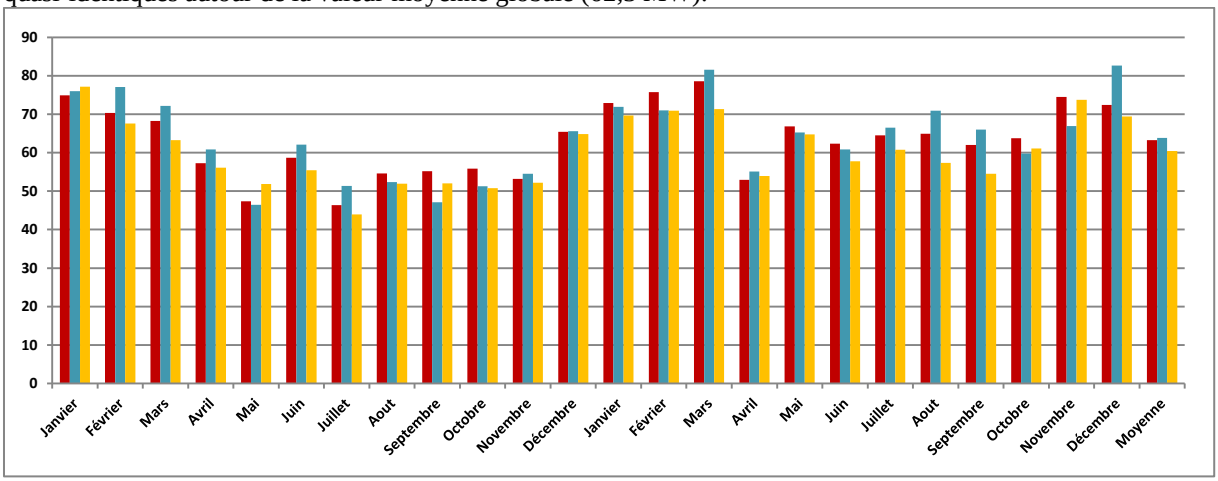


Fig. B2 Moyenne mensuelle de puissance hydraulique produite par un parc de 276 MW (Rance + barrages) pendant la période nocturne (barres rouges), la période diurne des jours fériés (barres bleues) et la période diurne des jours ouvrés (barres orange). L'échelle verticale est en MW. La période nocturne ainsi que les jours fériés sont définis dans le texte de la section II. Les trois dernières barres correspondent à une moyenne sur les deux années.

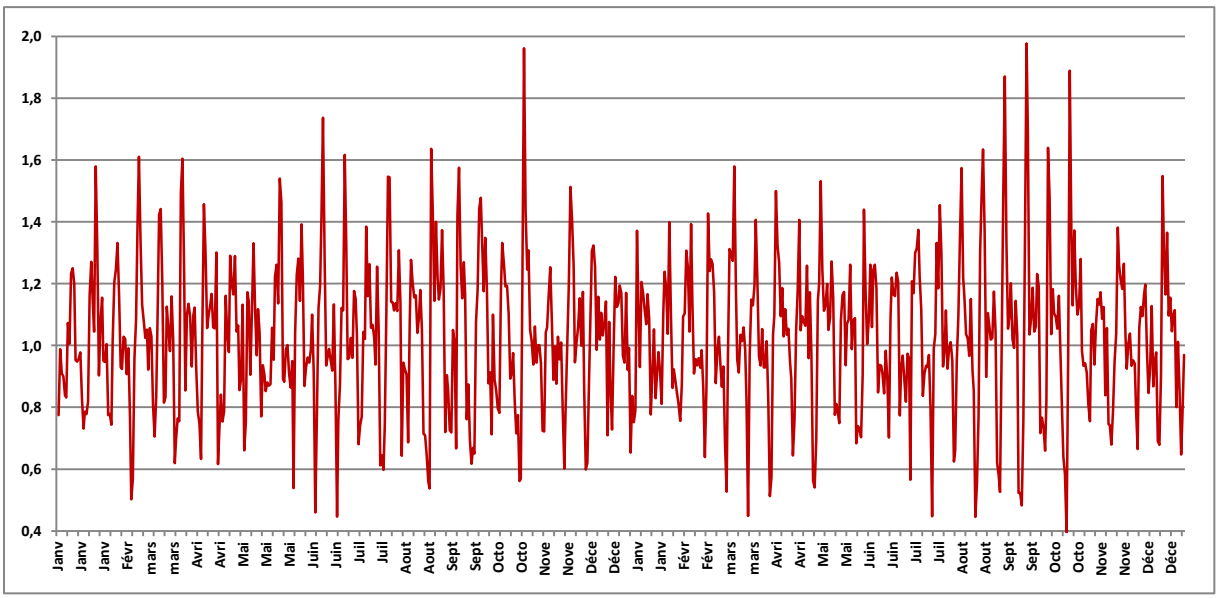


Fig. B3 Rapport de la puissance hydraulique moyenne livrée d'un jour à celle du jour précédent.

[48] Déesse de la lune et dieu de la pluie.

La figure B3, que l'on comparera avec les figures 7 (consommation), 13 (solaire), 22 (éolien) et 35 (puissance pilotable complémentaire), montre que la production hydraulique bretonne varie peu d'un jour sur l'autre et le fait de façon plutôt régulière et prévisible.

b) Taux de couverture

La figure B4 montre l'évolution du taux de couverture au fil des mois. Comme la production hydraulique est dominée par celle de la Rance, elle n'a pas de structure saisonnière particulière (fig. B1). C'est la consommation (dénominateur dans la définition du taux de couverture) qui détermine les grandes tendances saisonnières du taux de couverture. Celui-ci tend donc à être maximum quand la consommation est faible, c'est-à-dire dans les périodes estivales.

De façon générale, comme la production marémotrice est sans rapport avec l'activité humaine, le taux de couverture des jours ouvrés est très inférieur à celui des jours fériés et des nuits. Le parc hydraulique prévu par le PEB (identique à celui d'aujourd'hui) couvrira donc de l'ordre de 2,2 % des besoins de la région pendant les périodes d'activité économique.

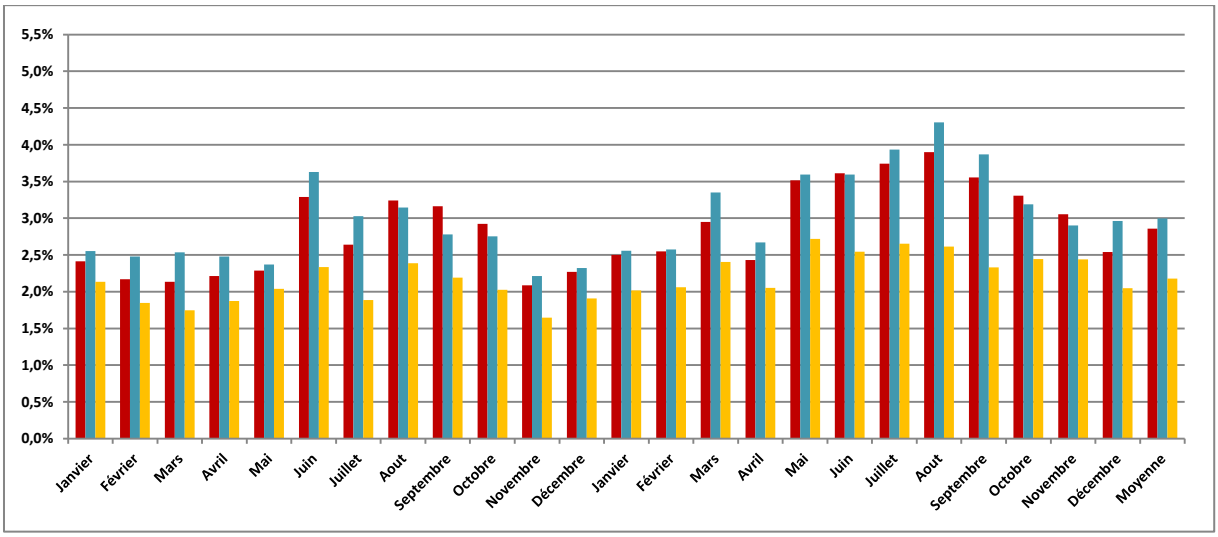


Fig. B4 Moyenne mensuelle du taux de couverture hydraulique par un parc de 276 MW pendant la période nocturne (barres rouges), la période diurne des jours fériés (barres bleues) et la période diurne des jours ouvrés (barres orange). La période nocturne ainsi que les jours fériés sont définis dans le texte de la section II. Les trois dernières barres correspondent à une moyenne sur les deux années.

c) Impact d'une remise à niveau de l'usine de la Rance

Nous avons mentionné que sur les deux dernières années, la puissance maximale livrée par l'usine de la Rance n'a jamais dépassé 200 MW. Qu'y aurait-il de changé pour le PEB si, à la suite des travaux de rénovation entrepris, elle remontait à 240 MW ?

Grâce aux comportements temporels très différents des productions de l'hydraulique des barrages et de l'usine, il est possible de les séparer au sein des données fournies par eCO2mix. On peut donc bien simuler ce qui adviendrait au PEB si, à l'horizon 2020, il pouvait compter sur la même contribution des barrages et une production de l'usine de la Rance multipliée par 240/200, soit, 20 % plus importante. La figure B1 deviendrait alors la figure B5. La puissance moyenne sur deux ans de l'hydraulique bretonne deviendrait alors 74 MW c'est-à-dire une valeur supérieure au maximum retenu dans le PEB. Cela relèverait l'efficacité de l'ensemble hydraulique breton à près de 27 %.

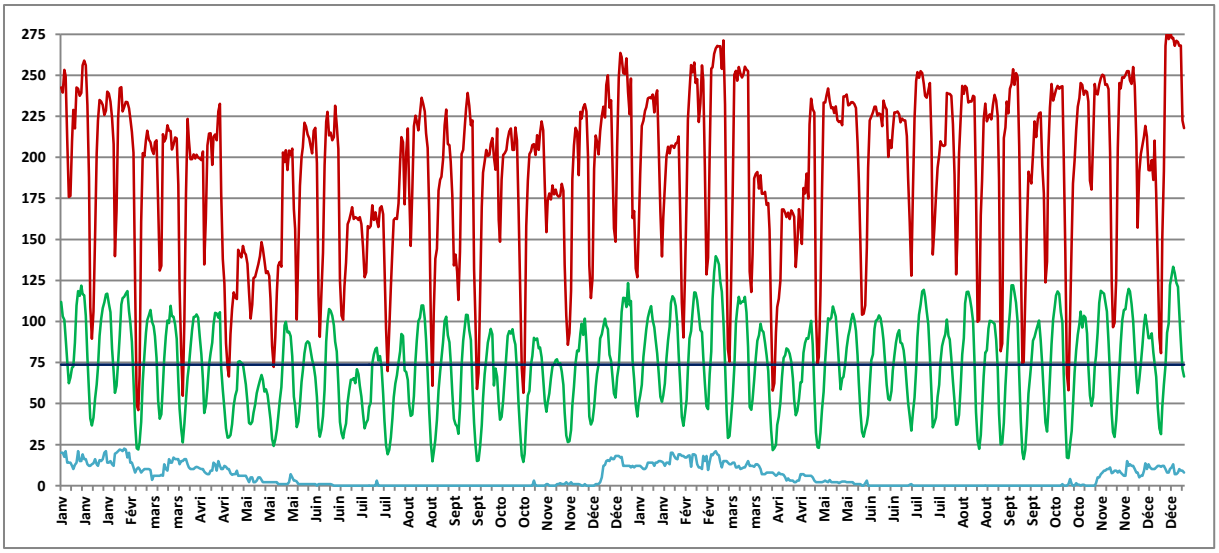


Fig.B5 Production hydraulique bretonne sur deux années pour un parc hydraulique (Rance + barrages) de 276 MW en supposant que la remise à niveau de l'usine de la Rance, actuellement en cours, augmente sa puissance effective actuelle de 20 %. La courbe rouge donne le maximum journalier de la puissance livrée (MW) ; la courbe bleu clair le minimum journalier de la puissance livrée et la courbe verte la moyenne journalière de la puissance livrée. La droite bleu sombre donne la puissance moyenne sur les deux années 2013-2014.

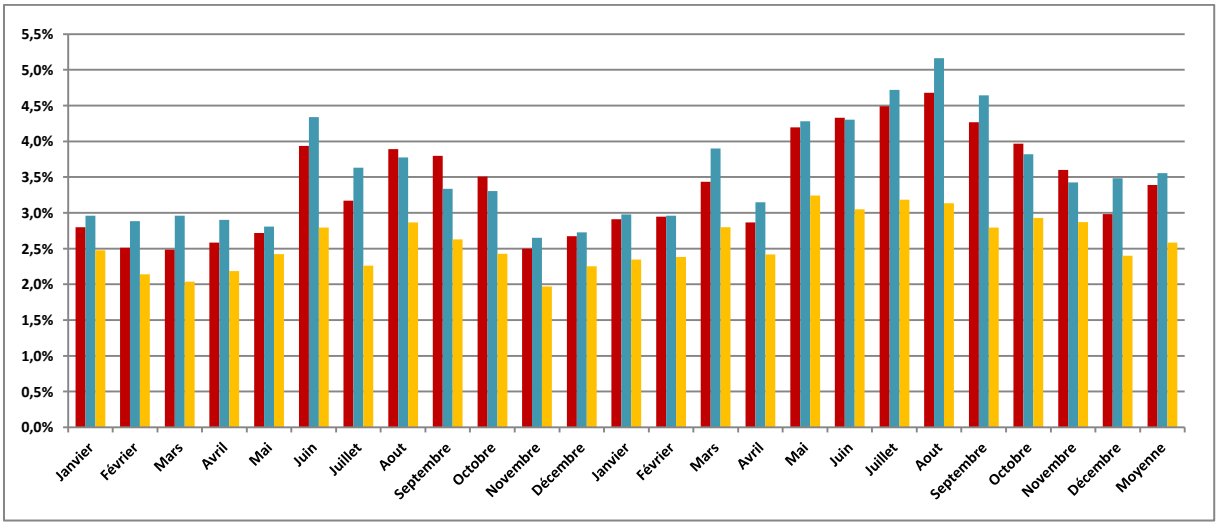


Fig. B6 Moyenne mensuelle du taux de couverture hydraulique par un parc de 276 MW en supposant que la remise à niveau de l'usine de la Rance, actuellement en cours, augmente sa puissance effective actuelle de 20 %. La période nocturne correspond aux barres rouges, la période diurne des jours fériés aux barres bleues et la période diurne des jours ouvrés aux barres orange. La période nocturne ainsi que les jours fériés sont définis dans le texte de la section II. Les trois dernières barres correspondent à une moyenne sur les deux années.

La figure B6 montre alors ce que deviendrait le taux de couverture de l'hydraulique bretonne. Si on considère les périodes diurnes des jours ouvrés en moyenne il passerait de 2,3 % à 2,6 %. Une augmentation de 20 % en puissance nominale effective de l'usine aura donc un faible impact sur l'alimentation électrique de la Bretagne.

Ceci est confirmé par une analyse du type de celle conduite dans la section VI avec cette fois la production hydraulique de la figure B5. On constate que la remise à niveau de l'usine de la Rance ne fait baisser le taux de couverture pilotable moyen que de 62,1 % à 61,1 %. La puissance moyenne qu'il faudra encore fournir à la Bretagne à partir de moyens pilotables va un peu baisser ; de 1595 MW à 1569 MW. La faiblesse de l'impact ne doit pas surprendre puisqu'une variation de 20 % de la puissance de turbines dont par ailleurs l'efficacité est inférieure à 30 % se situe deux ordres de grandeur en dessous du besoin de puissance électrique de la région (1600 MW au creux de demande estival).

Par contre, ce petit gain en valeur moyenne se paie par une instabilité accrue. Ainsi les variations de puissance intra-journalières seront plus violentes. Leur moyenne sur deux ans passe de 1420 MW à 1446 MW rendant ainsi un peu plus difficile la tâche d'équilibrage du réseau. Ce n'est pas trop étonnant si on considère que

la production marémotrice n’est pas régulière à l’intérieur d’une journée mais s’effectue en pics associés aux marées (pour s’en convaincre, on pourra consulter les fichiers cités en référence dans la note 16).

Annexe C
Pacte Electrique Breton, Puissance EnR Thermiques

Pour estimer la productivité du parc EnR thermiques – terme qui, ici, recouvre trop sélectivement l'usage de la biomasse, du biogaz et de l'incinération de déchets pour la seule production électrique – prévu dans le PEB, nous avons utilisé l'efficacité mesurée heure par heure du parc breton au long des années 2013-2014. Ensuite, par renormalisation, nous en avons déduit la production d'un parc de puissance installée 132 MW (120 MW biomasse, biogaz et 12 MW déchets).

Le PEB suppose que ce parc aura une efficacité moyenne annuelle de 76,1 %, soit une puissance moyenne annuelle de 101 MW pour le parc de 132 MW.

a) puissance livrée

La figure C1 montre à quoi pourra ressembler l'évolution de la puissance moyenne journalière livrée par un parc EnR thermiques de 132 MW. Bien qu'en principe pilotable par l'homme, de fait, cette production ne se met pas au service des besoins électriques de la Bretagne. En effet, comme un de ses objectifs est de bénéficier au mieux des subventions accordées par la loi à ce type de production, ses exploitants s'attachent plutôt à maximiser sa production tout au long de l'année[49]. De ce fait, la courbe de puissance journalière moyenne reste proche de la valeur moyenne et ne prend pas en compte les fluctuations saisonnières ou journalières (ni horaires ou demi-horaires : cf. référence en note 16) des besoins régionaux.

Cette production qui utilise du combustible à faible contenu calorifique par unité de volume, doit aussi tenir compte des contraintes de stockage de ce combustible. Cette caractéristique incite à une production en flux continu.

La valeur moyenne de 92,8 MW (soit une efficacité de 70 %) est un peu inférieure à la valeur retenue par le PEB. Ce sont ces données mesurées plutôt que celles supposées dans le document PEB que nous utilisons dans notre analyse globale.

On peut par ailleurs se demander s'il ne serait pas plus judicieux d'utiliser la biomasse, le biogaz et l'incinération de déchets à de la production de chaleur (optimisant aussi l'emploi des subventions publiques) plutôt qu'à de la fabrication d'énergie électrique en gaspillant de l'ordre des deux tiers de son contenu énergétique par suite du principe de Carnot et des pertes en ligne.

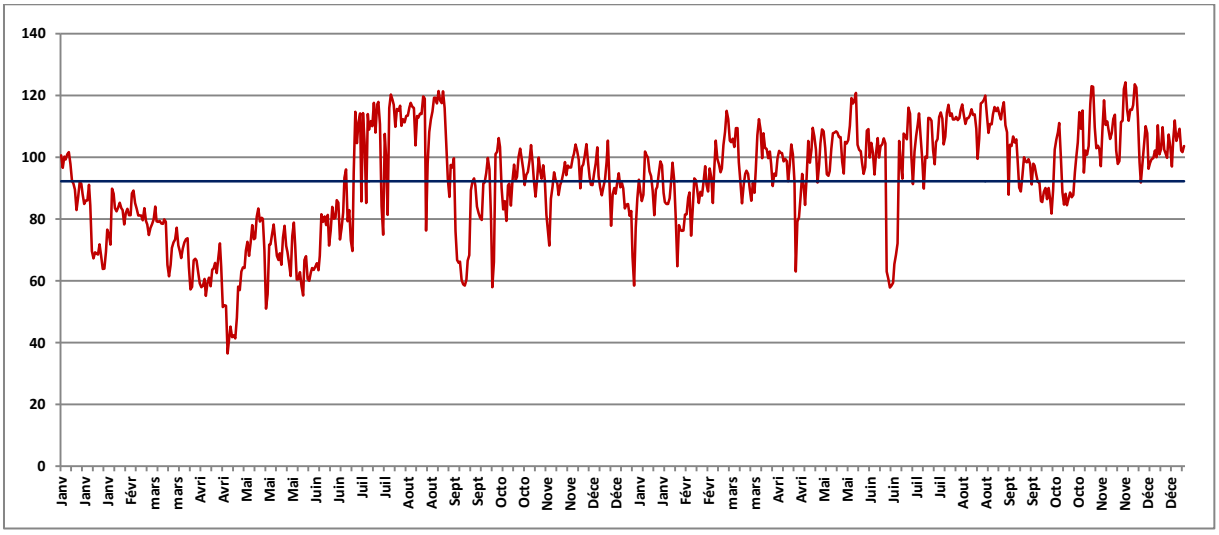


Fig.C1 Production EnR thermiques (biomasse, biogaz, déchets) bretonne sur deux années pour un parc de 132 MW. La courbe rouge donne la moyenne journalière de la puissance livrée. L'échelle verticale est en MW. La droite bleu sombre donne la puissance moyenne sur les deux années 2013-2014.

Les moyennes mensuelles de la figure C2 reproduisent la même stabilité temporelle de la production que l'on voyait sur la figure C1 et donc la même indifférence aux évolutions de la consommation régionale visibles sur la figure 5.

[49] Ce type de comportement est aussi visible sur les courbes temporelles de la production électrique par cogénération à partir de combustibles fossiles. Cette production démarre le 1er Novembre à la date où commence l'attribution de subventions et s'établit à un plateau constant jusqu'au 31 Mars, date à partir de laquelle les subventions ne sont plus attribuées.

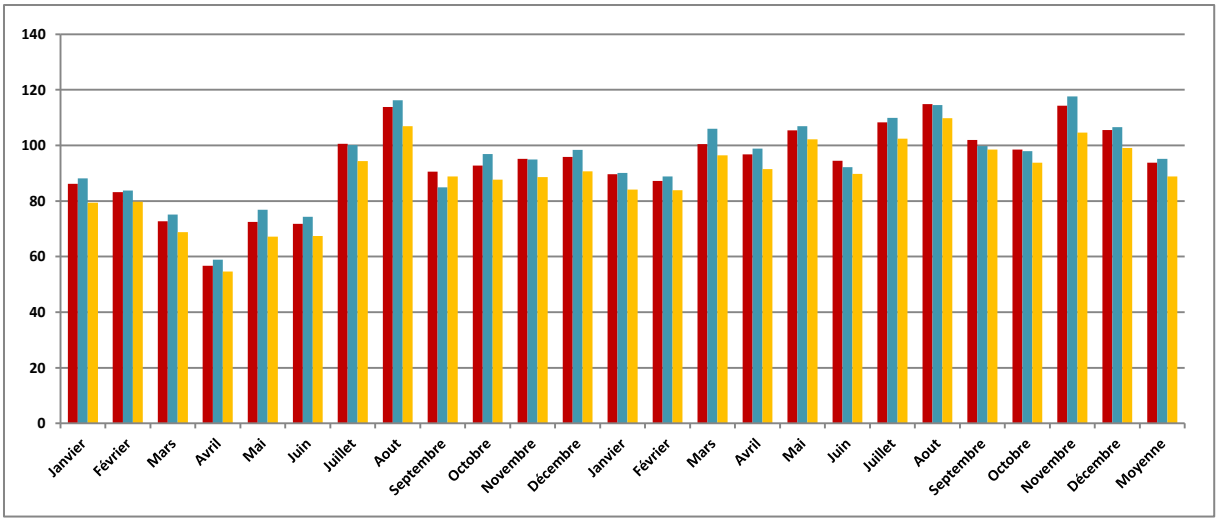


Fig. C2 Moyenne mensuelle de puissance EnR thermiques (biomasse, biogaz, déchets) bretonne sur deux années pour un parc de 132 MW pendant la période nocturne (barres rouges), la période diurne des jours fériés (barres bleues) et la période diurne des jours ouvrés (barres orange). L'échelle verticale est en MW. La période nocturne ainsi que les jours fériés sont définis dans le texte de la section II. Les trois dernières barres correspondent à une moyenne sur les deux années.

b) Taux de couverture

La grande stabilité temporelle de la production EnR thermiques fait que le taux de couverture reflète en inversé l'évolution de la consommation (cf. figure 5). La figure C3 montre qu'il est d'autant plus faible que le besoin est grand (lors des périodes froides). De plus, il est aussi plus faible pour les périodes diurnes ouvrées que pour les nuits et les jours fériés. Ainsi en moyenne, pour un parc de 132 MW, pendant les périodes d'activité économique, on peut escompter un taux de couverture de l'ordre de 3,3 % oscillant entre 2 % en période hivernale et s'élevant à près de 5 % en période estivale.

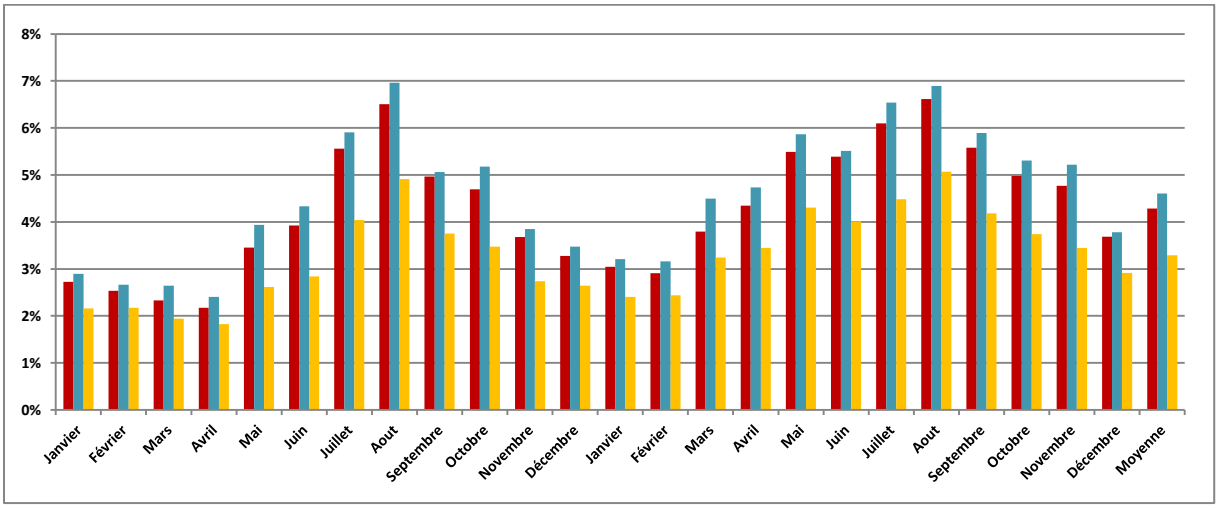


Fig. C3 Moyenne mensuelle du taux de couverture EnR thermiques (biomasse, biogaz, déchets) pour un parc de 132 MW pendant la période nocturne (barres rouges), la période diurne des jours fériés (barres bleues) et la période diurne des jours ouvrés (barres orange). La période nocturne ainsi que les jours fériés sont définis dans le texte de la section II. Les trois dernières barres correspondent à une moyenne sur les deux années.