

Une île de Sein en autonomie électrique renouvelable ?

Analyse du projet gouvernemental pour l'île de Sein

Hubert Flocard & Jean-Pierre Le Gorgeu*

Résumé

Sein : une île, un nom et un passé prestigieux ; quelques arpents sauvages, isolés, au ras des flots, à peine plus qu'un écueil échappé de la pointe du Raz sur le flanc sud de la mer d'Iroise.

Coupés du continent, ses habitants tirent pour l'instant leur énergie électrique de groupes diesel qui sont à même de suivre toutes les fluctuations de consommation qu'imposent aussi bien les activités des habitants que les aléas climatiques. De plus, en vertu de la péréquation tarifaire associée au statut de « Zone Non Interconnectée », sous-entendu « au réseau métropolitain », EDF facture la fourniture d'électricité aux foyers îliens au même tarif que celui de la France continentale.

L'île de Sein ne pouvait pas bien sûr échapper à la mode ambiante. Elle va donc devoir remettre en cause la situation somme toute favorable dont elle bénéficie. A l'année, la production d'électricité sur Sein engendre moins d'émissions CO₂ que ne le font 700 voitures du parc automobile français actuel qui compte plus de 39 millions de véhicules. Malgré ce faible niveau de production de gaz à effet de serre, les rédacteurs de la « Programmation Pluriannuelle de l'Énergie » (PPE) dans le cadre de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), sans tenir compte des ordres de grandeur pour hiérarchiser les actions à mener en priorité, ont jugé absolument nécessaire que la petite île soit tout de suite mise à contribution. Ils ont donc décidé pour elle (et d'autres îles isolées) d'ambitieux objectifs de décarbonation : une production électrique renouvelable couvrant 50 % de la consommation en 2023 et 100 % en 2030. Ce dernier objectif étant d'ailleurs qualifié d'autonomie électrique renouvelable. En tant qu'entreprise entièrement contrôlée par l'État, EDF, jusqu'ici assez réservée, a alors du afficher un projet pour l'île.

Notre travail analyse la crédibilité des objectifs de la PPE et en particulier de la notion d'autonomie électrique et, lorsque des objectifs sont atteignables, ce qu'ils impliquent en termes de moyens nouveaux à financer et installer. Pour ce faire, nous nous sommes appuyés sur des données publiques fournies par EDF, RTE et le Ministère de l'Environnement. Pour deux années complètes, elles nous permettent de connaître heure par heure, la consommation de l'île et les facteurs de charge solaire et éolien de la Bretagne.

Muni de ces données, nous avons suivi numériquement, en continu, un système énergétique qui, pour sa partie renouvelable, repose sur des panneaux photovoltaïques, des éoliennes et un système de stockage performant basé sur des batteries au lithium. Finalement, lorsqu'il y a un déficit instantané de la production renouvelable par rapport à la consommation, l'île peut encore utiliser les groupes diesel en ultime recours.

En ce qui concerne l'autonomie électrique renouvelable avec du solaire et de l'éolien, notre conclusion est simple : l'autonomie est hors de portée que ce soit en 2030 ou plus tard.

Les 50% de couverture des besoins de l'île par des énergies électriques renouvelables peuvent certes être atteints mais seulement au prix d'investissements que ne justifient ni la taille de la population de l'île ni le faible niveau de pollution qu'elle cause. De toutes façons, cela ne supprimera même pas la moitié des émissions CO₂ tant les groupes diesels vont devoir fonctionner loin de leur régime optimal. Via EDF, ou d'autres fonds publics, ces investissements seront bien sûr financés par les citoyens français. Finalement, il est loin d'être assuré que le système électrique correspondant garantisse aux habitants une fiabilité dans la fourniture d'électricité équivalente à celle dont ils jouissent aujourd'hui. Tout cela, pour une hypothétique réduction d'émissions de CO₂ inférieure à un cent millième des émissions du trafic automobile français actuel, sachant que de toutes façons on n'arrivera pas à gagner l'autre cent millième d'émissions CO₂ de l'île puisqu'atteindre l'autonomie électrique renouvelable est impossible.

En tout état de cause, l'île n'est pas près de pouvoir se passer de groupes diesel et de cesser de bénéficier de la péréquation tarifaire assurée par la Contribution au Service Public de l'Electricité, financée depuis 1946 par l'ensemble des consommateurs français.

Il est regrettable que les objectifs imposés à l'île aient été fixés par la puissance publique sans étude approfondie préalable. Mais ce qui se passe à l'échelle de ce petit territoire est-il si différent de la situation concernant la politique énergétique nationale ?

Selon nous, pour l'île de Sein, mieux vaudrait oublier la PPE et continuer dans la voie que s'était tracée le conseil municipal de l'île : maîtrise de l'énergie, principalement par isolation des maisons et bâtiments. On peut aussi considérer ce que pourraient apporter les énergies renouvelables thermiques (au lieu d'électriques) et accepter un recours limité au photovoltaïque à condition qu'il n'induisse pas trop de contraintes à un réseau que sa petite taille rend fragile par nature.

***Retraités du CNRS et du BRGM et membres de l'association « Sauvons le Climat »** (hubert.flocard@gmail.com , jp.le.gorgeu@wanadoo.fr)

I) Contexte de l'étude, résultats essentiels et recommandations

I.1 Historique

A l'extrême Ouest de la Bretagne, l'île de Sein, un petit territoire de 54 hectares et d'altitude moyenne 2,35 mètres est un site emblématique pour la France. Y réside une population qu'on chiffre officiellement à environ 200 habitants mais qui peut se réduire à 70-80 au cœur de l'hiver. La moitié de ces résidents aurait plus de 80 ans. Par contre, à la belle saison, un flux de visiteurs venus du continent, bouscule ces ordres de grandeur de sorte que pendant quelques mois l'île est amenée à accueillir de 1200 à 1500 personnes.

Il faut donc approvisionner en électricité une population au nombre et aux besoins très fluctuants au fil des mois sachant de plus que le chauffage électrique est majoritaire. Jusqu'à aujourd'hui la sécurité de cet approvisionnement a été assurée par EDF grâce à deux groupes électrogènes de 330 kW chacun et un groupe de secours conduisant à une puissance totale de 900 kW. Ces groupes brûlent du fuel. Bien que le coût de cette production soit élevé (~250 €/MWh) les îliens paient leur électricité au même tarif que les continentaux. En effet, en tant qu'habitants d'une « Zone Non Interconnectée » (ZNI), comme en Corse ou aux Antilles, etc., ils bénéficient d'une péréquation tarifaire. Le surcoût de la production électrique locale (~300 000 €/an) est couvert par la « Contribution au Service Public de l'Electricité » (CSPE), acquittée par tous les consommateurs français qui peuvent en trouver le montant à la dernière ligne de leur facture d'électricité¹.

Le recours aux groupes diesel (comme d'ailleurs pour Molène et Ouessant) s'explique par les difficultés techniques et le coût financier de la pose d'un câble reliant l'île au continent. Le raz de Sein est une zone de forts courants où peu de sédiments peuvent rester en place. La roche est donc le plus souvent à nu. Dans de telles conditions, il est difficile d'ensouiller un câble pour le protéger d'agressions comme celles de la houle, sauf à le couvrir par ballastage, plaques de béton ou manchons de fonte.

A l'instar des autres îles, Sein s'est jusqu'il y a peu tenue à l'écart des projets d'implantation d'énergies électriques renouvelables (EnR). Toutefois, fin 2012, la municipalité rendait public un document intitulé « Projet de Transition Energétique de l'île de Sein » visant à « initier un projet local participatif » avec pour objectif « de couvrir à terme l'intégralité des besoins en électricité par des ressources locales et si possible de diminuer le recours à la solidarité nationale qui supporte actuellement la charge du surcoût énergétique de l'île ».

Peu après (15 juillet 2013), se constituait une Société par Actions Simplifiées (SAS) « Île de Sein Energies » (IDSE) au capital de 69 000 euros. Selon ses statuts, elle avait pour objet « la mise en place d'installations et le développement de sources d'énergies² renouvelables destinées à la population de l'île de Sein et notamment : éolien, solaire, biomasse, marines, aérothermique et géothermique ». La société était alors présidée par le premier adjoint au maire.

Le 24 septembre 2013, s'est tenue dans l'île une réunion d'information à laquelle participaient le Directeur Régional d'EDF, le Directeur d'EDF SEI (Systèmes Energétiques Insulaires), ainsi que le Directeur de la SAS IDSE. Dans leurs interventions les représentants d'EDF avaient alors

- éliminé l'option hydrolienne (technologie insuffisamment mature)

- souligné que le photovoltaïque avait l'inconvénient de produire au maximum l'été, à midi, alors que la consommation atteint son maximum le soir, en hiver

¹ La CSPE couvre la péréquation tarifaire pour les ZNI, ainsi que le soutien aux ménages en situation de précarité électrique. Toutefois, aujourd'hui, pour sa plus grande part (80 %) elle est consacrée à payer les tarifs très avantageux que la loi garantit à la production d'électricité solaire et éolienne. Donc une partie de la CSPE payée par le consommateur français est reversée aux propriétaires des panneaux solaires déjà installés sur l'île et qui vendent leur électricité à EDF.

² Il convient de remarquer la confusion entretenue dans la population autant par les textes et discours publics que par les médias entre « énergie » et « énergie électrique ». Or, pour la France dans son ensemble, cette dernière n'est qu'une fraction minoritaire de la première. De plus, dans notre pays, l'énergie électrique est responsable de moins de 8 % des émissions de gaz à effet de serre. Malgré cela, les promoteurs du solaire photovoltaïque et de l'éolien soucieux de leurs bénéfices financiers, ont réussi à convaincre le grand public et la majorité de leurs représentants politiques que c'est en modifiant le secteur électrique à leur avantage que l'on doit bâtir une politique écologique de l'énergie ; politique financée par les français via la CSPE et, depuis peu, une taxe supplémentaire sur les carburants.

- envisagé l'installation de 2 éoliennes de 100 kW ou 4 de 50 kW, mais à condition de disposer en même temps d'accumulateurs susceptibles de lisser le caractère intermittent de leur production. Dans ces conditions, ils concluaient, mais de manière prudente, que l'on pourrait diminuer à 50 % le recours aux groupes diesel.

Pour conclure cet état des lieux, on notera que la population de Sein est exempte d'impôts locaux et que les dispositifs matériels mis en place sont financés par le Syndicat d'Électrification, l'organisme d'HLM, l'ADEME, le Département, la Région et EDF.

1.2 Objectifs de la PPE 2016 pour les îles du Ponant et les actions programmées par EDF

Les choses sont restées en l'état jusqu'à ce que la loi de 2016 sur la « transition énergétique et la croissance verte », préparée sous l'égide de la ministre de l'environnement d'alors, Mme Ségolène Royal, fixe de nouvelles ambitions en matière d'énergies renouvelables. Pour l'île de Sein, celles-ci sont explicitées dans un volet spécifique du document de « Programmation Pluriannuelle de l'Énergie » (PPE 2016)³. Il s'agit rien moins que de « tendre à l'autonomie énergétique et aboutir en 2030 à une décarbonisation (sic) et une consommation à partir d'une production au plus proche des 100% d'énergie renouvelable. Un objectif de 50% de production d'électricité à base d'énergie renouvelable est fixé à l'horizon 2023 ».

Par ailleurs la PPE escompte un facteur de charge⁴ de 40% pour le futur éolien implanté sur l'île. Cette valeur est très supérieure à ce qui est mesuré par RTE pour la Bretagne (20,6 %). Comme des facteurs de charge aussi élevés n'ont été observés que pour des éoliennes géantes (~6 MW, ~120 m au moyeu ~200 m en haut des pales), placées dans les meilleurs sites du monde (au milieu de la Mer du Nord) on peut légitimement douter qu'une telle performance puisse être atteinte avec les petites éoliennes dont la construction est annoncée dans le document (2 éoliennes de 100 kW d'ici 2030). La basse latitude de l'île (par rapport à la Mer du Nord) n'est pas non plus un facteur favorable. En effet on observe une baisse des facteurs de charge éolien des parcs offshore depuis le Danemark jusqu'en Belgique et une baisse des facteurs de charge de l'éolien terrestre depuis le nord de la France jusqu'en Bretagne.

En fait la lecture du texte PPE concernant les îles du Ponant donne l'impression d'une partition écrite à deux mains. D'une part on reconnaît la marque des fonctionnaires du ministère de l'environnement et de l'ADEME, toujours prêts à fixer des objectifs ambitieux sur la base de productivités renouvelables potentielles ridiculement élevées, sachant qu'en tout état de cause ils n'auront pas à les réaliser et à en être comptables en cas d'échec et, d'autre part, on trouve des commentaires pertinents et prudents d'ingénieurs parfaitement au fait des difficultés techniques inhérentes à la maîtrise d'un réseau électrique sur une zone isolée.

Par exemple, à cette seconde contribution à la PPE on peut assigner la fourniture de quelques données solides : une consommation annuelle de 1.2 GWh (année 2014) avec une pointe maximale de 463 kW (le 31/12/2014) et un coût complet de la production par les groupes diesel s'élevant à 250 €/MWh.

On nous indique aussi que la production des 14.6 kW de panneaux solaires déjà installés est estimée à 6500 kWh/an. Ceci correspond à un facteur de charge étonnement bas de 5%. Cette valeur est très inférieure à celle mesurée pour la Bretagne (12,6 %). Elle reflète probablement des dysfonctionnements techniques dont on peut espérer qu'ils seront résolus dans le futur.

C'est probablement en partie pour tenir compte des résultats décevants du solaire, que, pour réaliser l'objectif de 50 % de renouvelables, la PPE envisage que 45 % (les 9/10^{ème}) de ces 50 % proviendraient de l'éolien (ce qui pour les 200 kW d'éoliennes mentionnés correspond à un facteur de charge un peu plus réaliste de « seulement » 31 % et non pas 40 % comme écrit ailleurs dans le texte) et réserve seulement 5% au photovoltaïque pour lequel la PPE annonce une puissance installée de 93,6 (14,6 +70+9) kW (ce qui correspond à un facteur de charge de seulement 7 %). L'île serait donc presque moitié moins ensoleillée que le reste de la Bretagne !). Il est mentionné que « ce projet [la pose d'éoliennes] pourra évoluer selon l'apport du photovoltaïque ».

³ <https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/sites/default/files/Volet%20Iles%20du%20Ponant.pdf>

⁴ Le facteur de charge d'un système de production mesure sur une période donnée (en général au moins une année) le rapport entre l'énergie effectivement fournie par le système et celle qu'il aurait fournie s'il avait toujours fonctionné à pleine puissance, c'est-à-dire sa puissance nominale. Pour un panneau photovoltaïque ce facteur de charge dépend de l'implantation (orientation, latitude) et de l'ensoleillement. Pour une éolienne, il dépendra de ses caractéristiques techniques (plus haute l'éolienne, meilleur le facteur de charge) et de la distribution des vents (plus au large et plus septentrionale, meilleur le facteur de charge)

La PPE souligne encore « que le point critique de l'insertion des EnR sur les très petits systèmes iliens est lié à l'atteinte de la puissance minimale de bon fonctionnement des groupes diesel ... ce seuil varie entre 50 et 30% de la puissance maximale du moteur pour les centrales installées sur les ZNI Ponant » et plus loin, concernant les 3 centrales « les creux de consommation, intervenant majoritairement l'été et l'intersaison pendant la nuit, forcent les groupes à fonctionner en dessous de leur seuil de bon fonctionnement, ce qui entraîne des besoins de maintenance accrus, et une réduction de leur durée de vie ». La PPE annonce aussi que les deux groupes diesel de 330 kW devraient être remplacés à l'échéance de 2020. Ceci tend à montrer que, dans l'esprit de certains rédacteurs de la PPE, la fin de la production diesel n'est pas pour demain, ni d'ailleurs pour 2030.

Le volet « Îles du Ponant » de la PPE mentionne pour finir que « l'insertion de production d'énergies renouvelables devra tenir compte de la protection environnementale et architecturale de ces îles (zone Natura 2000, site protégé, site classé, parc marin) et ne peut se conduire sans prise en compte du système électrique dans son ensemble.

Quoiqu'il en soit, ces nouvelles dispositions réglementaires ont conduit EDF (compagnie possédée à plus de 80 % par l'Etat français qui désigne son président et jusqu'alors été restée dans une expectative prudente, car non tenue par la loi⁵) à afficher un projet.

Sur un panneau implanté dans l'île, EDF annonce ainsi pour 2017 l'installation d'un stockage centralisé de 200 kWh⁶ et pour 2018 l'installation d'une éolienne de 100 ou 200 kW sous réserve de l'acceptabilité du projet et de l'obtention des autorisations nécessaires.

Sur ce même panneau, EDF rappelle bien sûr les objectifs de la PPE 2016, soit 50% de production électrique par les énergies renouvelables à l'horizon 2023 et 100 % en 2030.

Bien que non mentionné sur le panneau, EDF met également en place un système de pilotage énergétique EMS, logiciel d'optimisation énergétique, devant permettre de sécuriser un réseau de petit taille alimenté par des sources intermittentes, sécurisation à quoi doivent également concourir les batteries.

Le panneau, fait en outre la liste des branchements photovoltaïques réalisés et annonce un total de 110,6 kWc. Il mentionne également deux petites éoliennes (7 kW). En revanche, on ne trouve pas d'information sur un futur déploiement photovoltaïque. Le chiffre de puissance solaire installée dépasse d'ailleurs non seulement celui mentionné par la PPE (93,6) mais même celui dont l'île aurait besoin pour couvrir 5 % de sa consommation annuelle, si du moins on assigne à ces panneaux solaires un facteur de charge identique à celui mesuré pour la Bretagne.

De ces divers textes, se dégage une impression d'imprécision tant pour les valeurs utilisées dans la programmation du développement des renouvelables que pour la politique de déploiement. Celle-ci semble d'ailleurs se faire hors du contrôle de l'opérateur EDF, alors qu'en fin de compte, ce sera lui qui devra assurer la sécurité du réseau.

La PPE comme le projet EDF ont fait l'objet de multiples déclarations abondamment reprises par les médias. Ainsi, dans « Le Courrier du Léon » (7/09/2017), le maire déclarait-il « On nous demande d'atteindre 100% d'autonomie énergétique. Pour cela il nous faut des dérogations. On ira jusqu'au bout concernant cette éolienne ».

⁵ On notera qu'en dehors de sa mission de distribution de l'électricité, au « tarif réglementé », par l'intermédiaire de sa filiale SEI (« Services Electriques Insulaires »), EDF n'a aucune prérogative spéciale pour intervenir dans la production d'électricité dans ces « ZNI ». En effet, tout autre producteur, comme par exemple ceux qui se présentent comme producteurs d'énergie renouvelable, est en principe habilité à intervenir. Or, on peut constater qu'enlever à EDF la responsabilité de la tâche non triviale de garantir une fourniture d'électricité fiable à la population d'un petit territoire isolé n'a pas attiré de volontaire que ce soit dans les Îles Bretonnes, en Corse ou en Outre-Mer.

⁶ Notre travail utilise une information plus récente ramenant la capacité de stockage à 170 kWh. Nous verrons d'ailleurs qu'une si petite diminution n'a aucune conséquence pratique.

Toutefois la municipalité écrit en conclusion d'un document⁷ qui énumère les réalisations déjà effectuées (économies d'énergie et photovoltaïque) : « Le plus efficace et le moins coûteux des moyens actuels reste de maîtriser la consommation afin de réduire la production et cela devrait mettre sereinement tout le monde d'accord ».

Nous notons avec plaisir que cette dernière phrase reprend certaines préconisations de « Sauvons le Climat » : isolation des maisons, recours aux EnR thermiques, développement maîtrisé du solaire photovoltaïque.

1.3 Cadre général de l'étude

Les objectifs ambitieux annoncés par le document PPE 2016 pour les îles du Ponant nous ont conduits à effectuer l'étude qui suit. Reprenant les objectifs d'autonomie affichés dans le volet de la PPE relatif aux îles du Ponant de la PPE 2016, elle s'attache à apprécier les besoins en moyens matériels à mobiliser ainsi que les performances atteignables. Elle permet de se faire une première idée de la pertinence des ambitions au regard des besoins électriques des îliens, des économies réalisables pour la communauté française et des bénéfices écologiques escomptables.

1.3.a Données et puissances installées

Notre analyse s'appuie sur les données de consommation horaire de l'île publiées par le site d'EDF pour les îles du Ponant⁸. Pour les productivités solaire et éolienne nous utilisons les seules données fiables disponibles : celles pour la Bretagne dans son ensemble que l'on peut extraire en combinant les informations du site ECO2mix de RTE (productions horaires)⁹ et celles du site du ministère de l'environnement (puissances installées au fil des mois)¹⁰.

Comme nous avons déjà effectué le travail d'extraction des productivités solaire et éolienne pour la Bretagne des années 2013 et 2014 à l'occasion d'une analyse critique du Pacte Electrique Breton¹¹, nous avons décidé de reprendre les 17 520 heures correspondant à ces deux années comme cadre temporel de notre analyse. Le facteur de charge moyen de la Bretagne était de 20,6 % pour l'éolien et de 12,6 % pour le solaire.

Le site « Open Data Iles du Ponant » d'EDF nous a fourni les données de consommation de l'île pour ces deux mêmes années. Sur les deux années 2013 et 2014, la consommation électrique totale a été de 2 961 MWh.

Pour fixer les puissances solaires et éoliennes qu'il conviendrait d'installer pour que leur production corresponde à 50 % de l'énergie électrique concernée, il faut encore choisir les poids respectifs du solaire et de l'éolien. Compte tenu de l'incertitude actuelle – les acteurs officiels, PPE et EDF, évoquent surtout l'installation d'éoliennes alors qu'on observe plutôt un déploiement plus ou moins incontrôlé du solaire – nous avons choisi des contributions énergétiques égales : 50 % de solaire et 50 % d'éolien. Dans ce chapitre de présentation, nous ne décrivons que les résultats obtenus avec cette répartition des productions renouvelables. Toutefois, dans des notes insérées dans le corps du texte nous indiquons de combien ils changent (de très peu en fait) quand on adopte les contributions inscrites dans la PPE (10 % solaire et 90 % éolien).

Utilisant les facteurs de charge mesurés pour la Bretagne, nous trouvons que pour produire l'équivalent de 50 % de la consommation électrique de l'île, il faudrait y déployer 336 kW de panneaux solaires et 206 kW d'éolien. Pour ce taux de couverture renouvelable de seulement 50 %, la valeur de la seule puissance renouvelable installée (542 kW) dépasse déjà de 90 kW la puissance maximale consommée. Il faudrait installer une puissance double pour que solaire et éolien produisent la même énergie électrique que celle que l'île a consommée.

⁷ https://www.google.fr/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=6&ved=0OahUKewi_pY-amejWAhWMExoKHU7DDZgQFgheMAU&url=https%3A%2F%2Fwww.mairie-iledesein.com%2Fenergie.htm&usg=AOvVaw0cBMoEfY2cvR9uk2cn_idl

⁸ <https://opendata-iles-ponant.edf.fr/pages/home/>

⁹ <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>

¹⁰ <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publications/p/2723/1406/tableau-bord-solaire-photovoltaïque-premier-trimestre-2017.html>

¹¹ <https://www.sauvonsleclimat.org/fr/base-documentaire/analyse-du-pacte-electrique-breton>

1.3.b Stockage et pertes énergétiques ; taux de couverture renouvelable effectif.

La règle de trois qui conduit à ces puissances installées ne considère que les valeurs annuelles moyennes. Elle néglige la nécessité d'une concordance à chaque instant¹² entre la production et le besoin électrique des îliens. Même quand, en moyenne sur deux ans, il y a égalité entre l'énergie électrique consommée et celle produite par les renouvelables, à certaines heures, il y a un excès de production et à d'autres un déficit. C'est d'ailleurs le travail de l'opérateur SEI que de mettre en oeuvre les moyens qui assurent en permanence l'égalité production-consommation, égalité dont ne se préoccupent évidemment pas les producteurs d'énergie photovoltaïque ou éolienne. Une réponse couramment fournie quand on énonce cette contrainte d'équilibre permanent est qu'il « suffit » de mettre en place des moyens de stockage en quantité adéquate.

Dans une première partie, notre analyse se propose justement d'évaluer pour l'île de Sein ce à quoi correspond l'adjectif « adéquate ». Pour cela nous avons défini un système à trois composantes que nous suivons heure par heure pendant deux ans : 1) une production renouvelable (éolien et solaire) qui pour les taux de couverture brute de 50 % et 100 % utilise les puissances installées mentionnées ci-dessus, 2) un système de stockage-destockage dont nous pouvons varier la capacité énergétique et 3) une production diesel qui comble les déficits éventuels de production des deux premières composantes.

En d'autres termes, quand, à certaines heures, la production renouvelable est en excès, on l'utilise d'abord pour couvrir intégralement la consommation puis on sauvegarde l'excès de production dans la mesure où la capacité de stockage n'est pas encore saturée. Lorsqu'à d'autres moments elle est en déficit, on utilise les moyens de stockage comme complément (dans la mesure où ils sont encore en mesure de fournir de l'énergie électrique à ce moment précis) et si après cela, il manque toujours de la puissance, ce sont les groupes diesel qui servent d'ultime secours.

Nous sommes naturellement amenés à introduire la notion de perte énergétique. Celle-ci intervient par exemple quand l'énergie électrique renouvelable en excès conduit à une saturation de la capacité de stockage. Il faut alors effacer l'énergie électrique qu'on ne peut sauvegarder. Une autre cause de perte tient à ce qu'un système de stockage ne restitue qu'une partie de l'énergie électrique qu'on lui a fournie. Comme sur l'île de Sein on envisage d'utiliser des batteries au lithium, nous adoptons 90 % comme valeur du coefficient de restitution¹³.

Jusqu'à maintenant nous n'avons évoqué qu'un taux de couverture renouvelable brut (TCB). Celui-ci mesure le rapport de la quantité d'énergie photovoltaïque et éolienne produite pendant deux ans, à la quantité d'énergie électrique consommée sur la même période. Ainsi l'objectif de la PPE est d'atteindre un TCB de 50 % en 2023 et de 100 % en 2030.

Compte tenu de l'existence de pertes, il nous faut aussi introduire la notion de taux de couverture renouvelable effectif (TCE). Celui-ci mesure le rapport à l'énergie électrique consommée pendant deux ans, de la quantité d'énergie électrique renouvelable que l'on a pu effectivement introduire dans le réseau de l'île, soit directement, soit par restitution après stockage antérieur. C'est donc le TCE et non le TCB qui mesure la véritable utilité du système énergétique mis en place. Pour un TCB donné, le TCE correspondant lui sera toujours inférieur.

1.4 Scénarios et Résultats

Sachant que EDF envisage de placer sur l'île une batterie au lithium nous sommes amenés à définir deux types de scénarios. Selon les derniers chiffres qui nous sont parvenus la puissance de cette batterie serait de 200 kW et sa capacité énergétique de l'ordre de 170 kWh. Ce n'est pas un investissement négligeable puisque son

¹² En fait l'égalité entre production et consommation doit être constamment réalisée, à la minute près, voire à la seconde près. Notre analyse qui, par manque de données plus précises, est conduite avec un pas horaire sous-estime donc la tâche d'équilibrage qui incombe à EDF.

¹³ Cette valeur qui, en première approximation, ne tient compte que des pertes thermiques est probablement optimiste. On devrait aussi ajouter les pertes dans l'électronique qui gère la batterie.

coût complet avec les éléments d'intégration au réseau peut être évalué à au moins 50 000 €. C'est une batterie de ce type que nous choisissons comme « unité » de stockage dans notre étude.

I.4.a Scénario I « On sauve à tout prix la production électrique renouvelable »

Parmi les fonctions assignables aux batteries lithium, il y a bien sûr le stockage. C'est par exemple à cela qu'elles sont utilisées dans les voitures électriques. Cette fonctionnalité sert de base à notre premier scénario (scénario I). Dans celui-ci, nous supposons qu'on installe autant d'exemplaires de notre batterie unité qu'il est nécessaire pour sauvegarder toute la production renouvelable lorsque celle-ci excède les besoins de consommation.

Le résultat de l'étude est sans appel et disqualifie complètement ce scénario. En effet, pour un TCB de 50 % nous trouvons qu'il faut installer 28 batteries pour sauvegarder toute l'énergie électrique renouvelable. On atteint alors un TCE de 49,3 %. Si on se satisfait d'un TCE de 49 % il faut quand même installer six batteries. Le faible gain de 0,3 % de TCE associé au passage de 6 à 28 batteries n'est que l'illustration supplémentaire d'une réalité toujours vérifiée dans le domaine des énergies renouvelables (comme dans celui de l'isolation thermique) et qui, retournant l'adage usuel, peut ainsi s'exprimer : « C'est le dernier pas qui coûte ». Pour un objectif de TCB de 100 % sauvegarder toute l'énergie électrique en excès réclame 800 batteries et ne permet d'atteindre qu'une valeur de 93 % pour le TCE.

I.4.b Scénario II « On sauve ce qu'on peut de la production électrique renouvelable »

Une autre propriété remarquable des batteries est leur réactivité quasi instantanée tant à la charge qu'à la décharge. C'est d'ailleurs pour cela qu'elles sont couramment utilisées dans la gestion des réseaux électriques. Elles en constituent un élément de stabilité essentiel. En effet, elles peuvent réagir à la seconde et tenir aussi bien en mode production (déstockage) qu'en mode consommation (stockage) pendant les quelques minutes que nécessite la mise en route d'une compensation par d'autres moyens, par exemple par les centrales thermiques.

Quand, dans un réseau, la production dépend d'une proportion croissante de production intermittente et peu prédictible comme le sont le solaire ou l'éolien, il y a un besoin accru d'éléments stabilisateurs à réaction rapide comme les batteries. Nous pensons d'ailleurs que c'est le rôle fondamental que EDF assigne à la batterie de 170 kWh qu'il va installer sur l'île. Dans cette fonction, la caractéristique la plus importante d'une batterie est sa puissance (kW) et, secondairement, sa capacité énergétique (kWh).

Dans le scénario que nous nommons II.a, nous considérons que pour maîtriser ses coûts EDF n'installe (et n'installera) qu'une seule batterie de référence et nous supposons qu'elle ne l'utilise pas pour le stockage mais seulement pour assurer la stabilité du réseau fragilisé par les renouvelables. Toute la production renouvelable en excès de la consommation est effacée et donc perdue.

Dans ce cas, pour un TCB de 50 %, le TCE n'est plus que de 44,3 %. Il n'augmente qu'à 64,7 % pour un TCB de 100 %. En fait il est impossible d'atteindre un TCE de 100 % (c.à.d. la véritable autonomie électrique) car plus on installe de panneaux solaires et d'éoliennes plus la fraction d'énergie électrique renouvelable qu'il faut effacer va croître. On a toujours besoin de la centrale diesel et, qui plus est, sa puissance doit rester à peu près identique.

Nous avons indiqué qu'EDF envisage aussi de mettre en place un système EMS de pilotage automatique. Il n'est pas exclu que grâce à la rapidité de réaction de ce système électronique, on puisse utiliser la batterie non seulement pour stabiliser le réseau de l'île mais aussi pour sauvegarder un peu d'énergie électrique renouvelable. Il nous est impossible de calculer le bénéfice qu'on peut attendre d'un tel mode de fonctionnement mixte en terme de sauvegarde d'énergie électrique renouvelable. Toutefois nous pouvons en fixer une borne supérieure. Pour cela nous introduisons le scénario II.b dans lequel la seule batterie installée est entièrement dévolue à la fonction de stockage-restitution.

Les résultats du scénario I nous indiquent déjà que le gain escomptable grâce à cette seule batterie est nécessairement faible. De fait, nous trouvons que pour un TCB de 50 %, le TCE ne peut dépasser 46,2 % et 67,8 % pour un TCB de 100 %. A nouveau, un TCE de 100 % est hors d'atteinte quelles que soient les puissances solaires et éoliennes déployées.

I.5 Conclusions

Pour résumer, quel que soit le scénario envisagé, l'objectif d'une couverture à 50% d'EnR en 2023 sera coûteux à atteindre. Par ailleurs on peut affirmer que l'autonomie électrique renouvelable en 2030 (ou plus tard) est un but irréaliste.

Le scénario I nous montre que vouloir sauvegarder toute l'énergie électrique renouvelable est pure utopie à moins d'accepter des coûts financiers exorbitants et cela pour une île aussi petite que Sein. Le fait que des scénarios de ce type soient couramment évoqués, même par des institutions publiques comme l'ADEME, n'est que le signe d'une ignorance complète des réalités techniques et financières du stockage.

Par ailleurs, il est difficile de trouver des arguments pour défendre le système électrique moins coûteux correspondant à notre scénario II (que ce soit en version a ou b). Si on le considère pour ce qu'il implique réellement, qu'observons-nous ? On dépense de l'argent et des subventions publiques pour déployer des équipements à durée de vie courte (panneaux solaires et éoliennes) généralement produits à l'étranger et importés. Une fois ceux-ci en place, leur production intermittente et imprévisible fragilise l'équilibre du réseau. On doit alors installer un système de stabilisation complexe et onéreux impliquant une composante électronique (EMS) et une batterie (probablement elle aussi importée) de durée de vie encore plus courte que les panneaux et les éoliennes afin de résoudre des problèmes qui n'existaient pas précédemment et qu'on s'est créés.

De plus, on constate qu'on a toujours besoin de groupes diesel ayant à peu près la même puissance. Toutefois comme ceux-ci travaillent hors de leur plage de fonctionnement optimal, ils sont fragilisés, leur coût de maintenance est plus élevé et leur rendement thermique-électrique est diminué de sorte que les gains de réduction d'émissions CO₂ sont réduits d'autant.

On aura donc financé un double investissement : d'une part les groupes diesels (qui selon la PPE vont être remplacés en 2020) et d'autre part des panneaux solaires photovoltaïques et éoliennes, auxquels il faut ajouter le coût de la batterie et du système de pilotage énergétique intelligent EMS.

On peut donc affirmer que, non seulement l'île n'est pas près de s'affranchir de la solidarité nationale mais met plutôt en place un projet qui ne va qu'accroître le besoin de soutien financier.

Parmi les intérêts que l'on peut, peut-être, trouver à la mise en place pour partie de ce que nous décrivons comme le scénario II), il y a qu'il représente une expérimentation de taille réduite. Grâce à elle, la PPE, utilisant l'île et ses habitants comme cobayes volontaires, pourra aider EDF à se familiariser avec les difficultés inhérentes à la stabilisation d'un réseau isolé avec une forte composante de production renouvelable intermittente. On pourra alors légitimement remercier l'île de Sein pour sa contribution au progrès de la connaissance technique dans notre pays¹⁴. De plus, compte tenu du prestige national attaché au nom de l'île, l'observation en continu de l'ampleur et du coût des efforts consentis ainsi que de la médiocrité des résultats associés, aura l'indéniable vertu pédagogique pour les habitants et les médias de la Bretagne comme de la France, de réfuter le mythe d'une autonomie électrique qui se fonde exclusivement sur les productions du soleil et du vent.

I.6 Recommandations

Bien qu'il soit peu probable que nos recommandations soient suivies, nous réaffirmons qu'il serait préférable que l'île renonce à la mise en place d'un système énergétique complexe et onéreux qui ne satisfait aucune des ambitions énergétique, budgétaire ou écologique pourtant annoncées comme étant ses justifications. Ce n'est pas parce que la PPE le recommande que c'est nécessairement une bonne idée. Il suffit de se rappeler ce que les divers ministres de l'environnement, par le passé, ont prédit à la Bretagne concernant la production hydrolienne en mer pour se faire une idée de leur niveau de crédibilité. Nous recommandons plutôt de continuer dans la voie de la maîtrise de la demande d'énergie initiée par la municipalité, essentiellement par l'isolation des habitations et des lieux publics. Finalement, il nous semble aussi que le recours au photovoltaïque devrait être maîtrisé en gérant attentivement l'injection de sa production de courant dans le réseau afin de ne pas le fragiliser.

Comme l'indique clairement son sous-titre, notre document s'est volontairement restreint à une analyse de la crédibilité du projet que, via la PPE, le gouvernement a prévu d'imposer à l'île. Notre travail en a montré l'inanité. Pour autant, cela ne veut pas dire qu'on ne puisse pas implémenter des solutions techniques

¹⁴ Bien sûr EDF peut tout aussi bien conduire ce type d'expérience dans les nombreux territoires îliens français d'Outre-Mer.

plus raisonnables et moins coûteuses mettant en avant, outre les économies d'énergie déjà mentionnées, un appel à l'énergie renouvelable thermique (plutôt qu'électrique). Cependant pour s'en assurer, il conviendrait de s'appuyer sur une étude approfondie des conditions spécifiques locales, c'est-à-dire précisément ce qui fait défaut au document PPE.

II) Données et puissances renouvelables installées

Dans ce chapitre nous décrivons les données de base utilisées dans les calculs des sections III), IV) et V)

II.a) Données

La première de nos données est celle de la consommation électrique de l'île pendant les deux années 2013 et 2014. Nous suivons la puissance consommée heure par heure au long des 17 520 heures. La figure 1 montre les valeurs de cette puissance

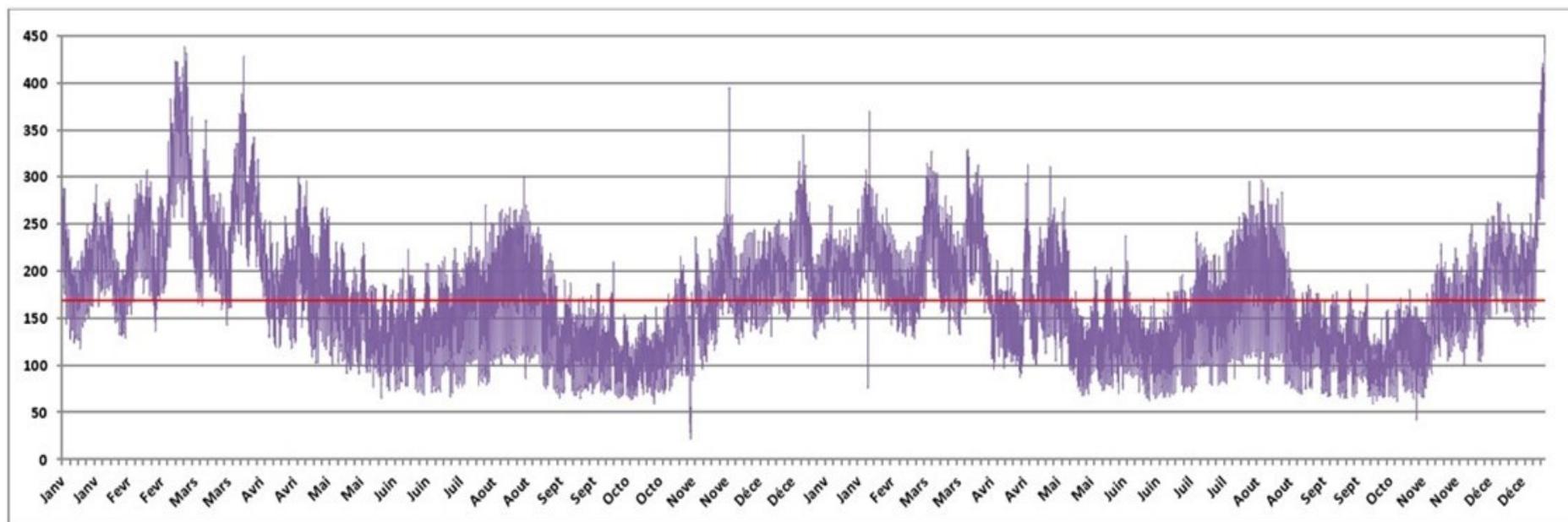


Fig. 1 Puissance consommée (kW) sur l'île de Sein pour chacune des 17 520 heures des années 2013 et 2014 –Données « EDF îles du Ponant ». La ligne rouge correspond à la puissance consommée moyenne : 169 kW.

Pendant les deux années considérées l'énergie électrique totale consommée est de 2 961 MWh. Ceci correspond à une puissance moyenne horaire de 169 kW. Un pic de consommation de 452 kW (moyenne sur une heure) a été observé le 31/12/2014 ainsi qu'un minimum de 22 kW en Novembre 2013. Ce minimum semble d'ailleurs associé à un délestage accidentel. En situation normale, les valeurs minimales de puissance consommée sont plutôt atteintes au printemps et en automne et sont de l'ordre de 60-70 kW. On a mesuré des gradients de puissance horaire de 185 kW/h. Toutefois, on n'observe de valeurs de gradients supérieures à 75 kW/h que pour 7 événements isolés. Sur la figure 1, on distingue un accroissement de consommation estivale (arrivée des touristes). La consommation moyenne chute dès le début Septembre à leur départ. Finalement, on observe des pics de consommation tant pour les maximums que les minimums journaliers à l'occasion des vagues de froid hivernales.

En ce qui concerne le potentiel local de production d'énergies électriques renouvelables, l'idéal pour notre étude aurait été de connaître heure par heure la production d'un panneau solaire et d'une éolienne représentatifs installés sur l'île même. Ces chiffres ne nous sont malheureusement pas disponibles. En fait, même s'ils semblent utiles à une évaluation préliminaire du projet, ils n'existent probablement pas. Les deux éoliennes placées dans la cour de l'école (dont l'une a déjà été endommagée par le vent) et les quelques panneaux solaires de l'île ne sont vraisemblablement pas suivis heure par heure par des compteurs de production. La faible production énergétique des panneaux semble d'ailleurs indiquer qu'ils ne fonctionnent pas correctement. De ce fait, pour notre analyse, nous avons utilisé des données fournies par RTE heure par heure pour l'ensemble de la Bretagne tant pour la production solaire que pour la production éolienne. Ce sont celles qui sont montrées dans les figures 2 et 3 (données que nous avons utilisées précédemment dans une analyse du Pacte Electrique Breton publiée en 2015).

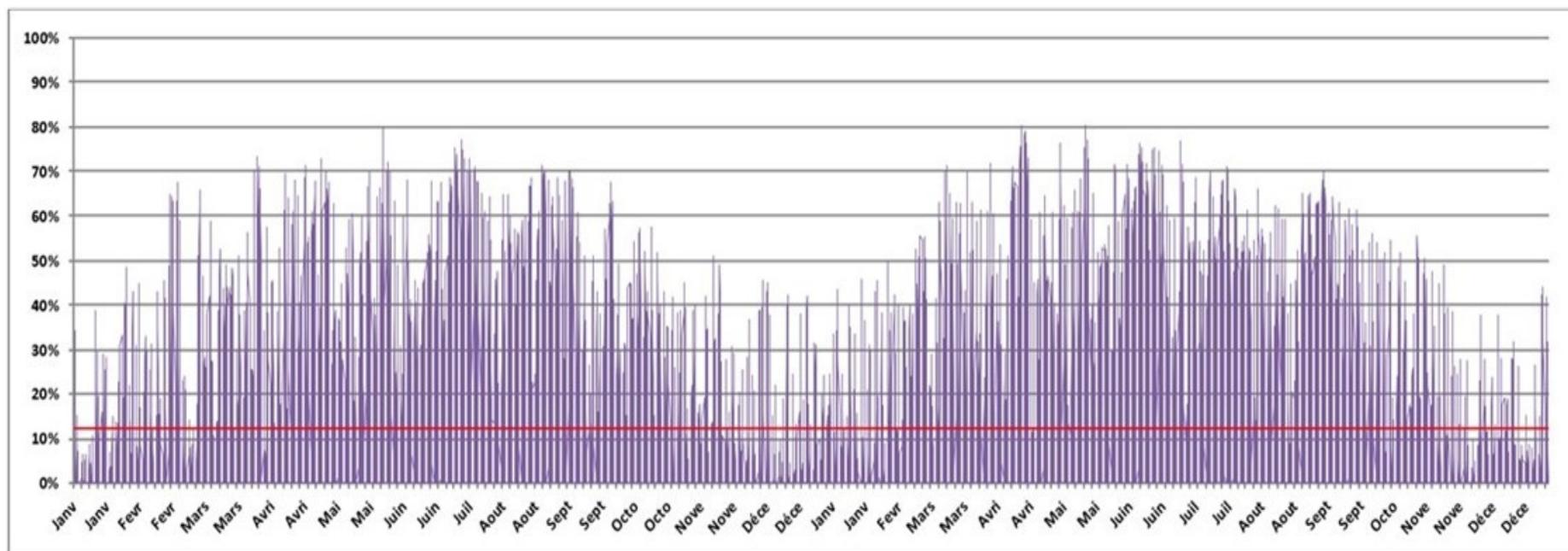


Fig. 2 Facteur de charge du solaire photovoltaïque en Bretagne pour les 17 520 heures des années 2013 et 2014, Données RTE ECO2mix. La ligne rouge correspond à la valeur moyenne : 12,6 %.

Sur l'ensemble des deux années, le facteur de charge solaire moyen a été de 12,6 %. Cela correspond à une production totale de 2,2 MWh pour chaque kW de puissance photovoltaïque installée. Les creux de productivité hivernale (alors que la consommation est maximale) sont bien visibles. La comparaison avec la figure 1 montre que lors des pics de consommation hivernaux la production solaire est quasi inexistante le jour et bien sûr inexistante dès le soir tombé. On note aussi que les maxima de production estivale peuvent varier brusquement à midi d'un jour au suivant (bien sûr, toutes les nuits, la production solaire s'annule ce qui n'est pas le cas de la consommation).

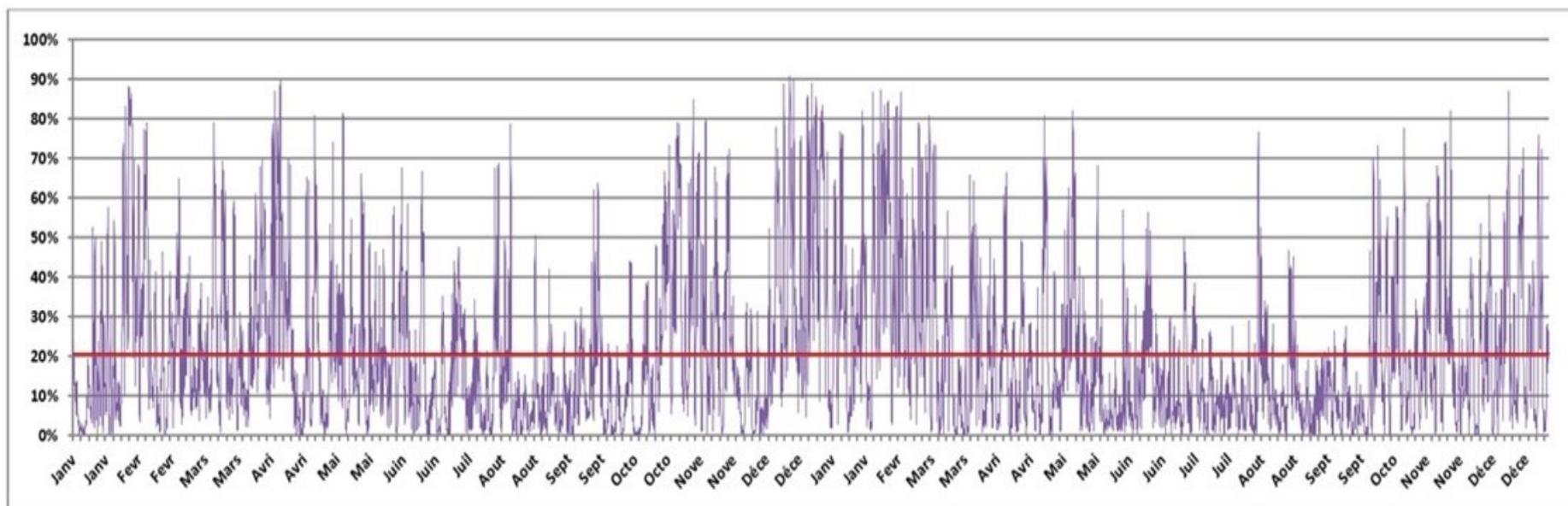


Fig. 3 Facteur de charge éolien en Bretagne pour les 17 520 heures des années 2013 et 2014, Données RTE ECO2mix. La ligne rouge correspond à la valeur moyenne : 20,6 %.

Sur l'ensemble de la période considérée le facteur de charge éolien moyen a été de 20,6 %. Sur deux années cela correspond à une production totale de 3,6 MWh pour chaque kW de puissance éolienne installée. En moyenne la productivité de l'éolien est plus grande en hiver qu'en été. On voit aussi qu'elle est loin d'être constante quelle que soit la saison. De plus la comparaison avec la figure 1 montre que durant l'hiver les pics de production éolienne ne correspondent pas aux pics de consommation électrique. En effet ces derniers sont associés aux périodes de grands froids anticycloniques, c'est-à-dire des périodes toujours faiblement ventées. Les productions éoliennes les plus faibles s'observent au cœur de l'été quand la fréquentation touristique (et la consommation électrique) augmente. On notera qu'un facteur de charge moyen de 20,6 % ne place pas la Bretagne parmi les régions les plus ventées de France. Pour les mêmes deux années, elle se place loin derrière les anciennes régions Nord-Pas-de-Calais et surtout Languedoc-Roussillon.

Comme indiqué dans l'introduction, nous ne pensons pas que le facteur de charge de 40 % dont parle la PPE soit réaliste et ce pour plusieurs raisons (éoliennes trop basses, trop peu puissantes, latitude basse de l'île). Dans l'attente de données certifiées, nous choisissons donc d'éviter ce que nous pensons être du « wishful thinking » de la part de la PPE et de travailler avec des valeurs effectivement mesurées pour la Bretagne.

II.b) Puissances renouvelables installées

Ces données sont suffisantes pour déterminer des puissances solaire (panneaux photovoltaïques) et éolienne qui sur deux années permettent de produire assez d'énergie électrique pour couvrir une fraction déterminée de la consommation de l'île (2961 MWh).

Il nous faut toutefois encore préciser quelles sont les contributions relatives du solaire et de l'éolien. Le code numérique construit pour notre analyse permet d'ailleurs de choisir cette valeur comme paramètre du calcul.

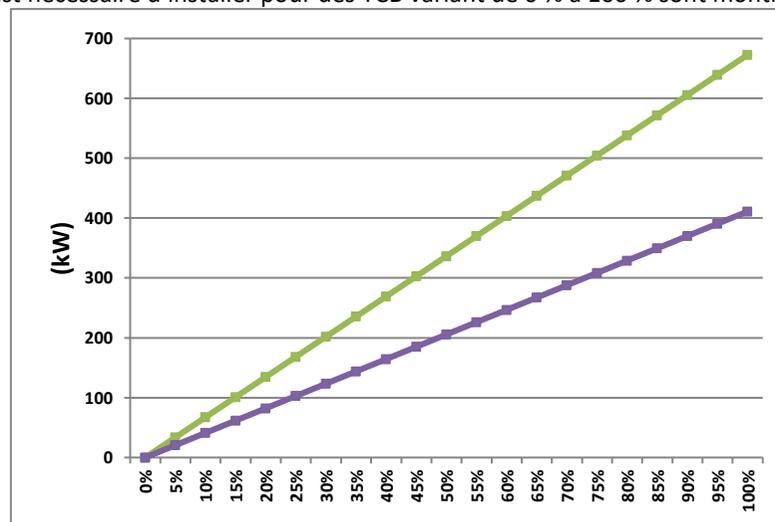
Dans l'état assez préliminaire des discussions sur le projet pour l'île de Sein, on entend parler aussi bien de solaire photovoltaïque que d'éolien. Chaque mode de production pourrait aussi rencontrer des difficultés à s'implanter sur un territoire de taille aussi restreinte soumis de plus à des contraintes diverses (loi littoral, dispositifs de protection, surface au sol occupée).

Nous aurions pu choisir la fraction énergétique de 10 % pour le solaire (et 90 % pour l'éolien) mentionnée dans le document de « Programmation pluriannuelle de l'énergie ». Nos résultats montrent aussi qu'une fraction de production solaire de l'ordre de 30 % conduit à des résultats très légèrement meilleurs quant à la quantité d'énergie électrique renouvelable finalement mise à la disposition des consommateurs îliens. Cependant de nos jours, il est plus facile à la fois techniquement et règlementairement d'installer des panneaux que d'ériger des éoliennes dont l'impact visuel (quelle hauteur ?) pourrait fort bien se révéler un handicap pour l'économie du tourisme de l'île¹⁵. Pour cette raison, nous avons adopté une valeur plus grande de la fraction solaire soit 50 %. De toute façon cela n'affecte pas qualitativement nos conclusions et tend même à diminuer les exigences en matière de stockage.

Donc **dans le corps de l'étude qui suit nous supposons que les contributions énergétiques solaire et éolienne à la production sur deux années sont égales.** Cependant, dans des notes de bas de page, nous indiquons comment les résultats sont modifiés pour une fraction solaire de 10 % seulement (éolien 90 %), c'est-à-dire celle retenue par la PPE.

A la fin du chapitre 1.3.b nous avons défini le Taux de Couverture Brut ou TCB. Ce TCB mesure le rapport (en %) de la production énergétique totale des panneaux solaire et éolienne sur deux années, à la consommation énergétique de l'île sur la même période. Ainsi, les étapes mentionnées dans les projets officiels correspondent à des TCB égaux à 50% en 2023 et à 100 % en 2030.

Les puissances solaire et éolienne qu'il est nécessaire d'installer pour des TCB variant de 0 % à 100 % sont montrées en figure 4.



¹⁵ http://association-hebergeurs-touristiques-indre.com/PDF/Article_AHTI_Une_etude_et_un_sondage_edifiant.pdf

Fig.4 Evolution de la puissance en kW solaire photovoltaïque (droite et points verts) et éolienne (droite et points bleus) à installer pour assurer un taux de couverture renouvelable brut (TCB) donné (axe horizontal de 0 % et 100 %) dans l'hypothèse où, sur les deux années considérées, la contribution énergétique du solaire et de l'éolien sont égales.

Ces puissances à installer sont bien sûr linéairement croissantes en fonction du TCB. A puissance installée donnée, le solaire étant moins efficace énergétiquement que l'éolien, pour que leurs productions électriques soient égales il faut installer une puissance photovoltaïque plus importante. Ainsi pour un TCB de 50 %, 336kW de panneaux solaires sont nécessaires accompagnés de l'érection d'une éolienne de 206 kW. On a donc besoin d'une puissance de production renouvelable totale de 542 kW¹⁶. On peut comparer ce chiffre à la puissance diesel capable aujourd'hui de couvrir à tout instant 100% de la consommation de l'île (452 kW). Il faut bien sûr le double de panneaux solaires et d'éoliennes pour un TCB de 100 %

Nous avons dit plus haut que nous n'accordions aucune crédibilité au facteur charge éolien de 40 % mentionné par la PPE. Nous avons aussi fait remarquer qu'en utilisant d'autres informations contenues dans la PPE (énergie électrique totale consommée en une année de 1,2 GWh, pourcentage de 45 % assigné à l'éolien et puissance éolienne installée de 200 kW) on obtenait un facteur de charge encore très important mais vraisemblablement un peu plus réaliste : 31 %¹⁷. Si nous adoptons cette valeur au lieu des 20,6 % mesurés pour la Bretagne, il suffirait d'installer une éolienne de 136 kW pour atteindre un TCB de 50 %. A cette modification près, la discussion qui suit reste inchangée.

III) Scénario I) « Sauvegarder à tout prix l'énergie électrique renouvelable »

Les figures du chapitre précédent nous montrent que la production renouvelable soumise aux caprices des dieux Eole et Hélios, se fait sans tenir compte des besoins de consommation des îliens.

Dès que la puissance en panneaux solaires ou éoliennes devient importante, il y a certes toujours des moments où la puissance renouvelable reste inférieure à la puissance consommée mais il y en a d'autres où elle est en excédent.

Dans le premier cas, on peut imaginer d'injecter toute la puissance renouvelable dans le réseau de l'île et de produire d'une autre façon la puissance manquante (par exemple au moyen des groupes diesel ou par un déstockage d'énergie stockée dans des batteries si celles-ci ne sont pas vides).

Lorsqu'il y a excès de puissance renouvelable par rapport au besoin, on peut envisager deux possibilités pour la production énergétique en excès.

On peut tout simplement « l'effacer ». Par exemple on l'élimine en arrêtant les éoliennes comme cela se fait couramment en Allemagne ou en Grande Bretagne ou en déconnectant les panneaux solaires comme cela se pratique dans les Antilles françaises. On peut aussi la gaspiller. Ainsi sur l'île d'El Hierro dans les Canaries dans de telles situations d'excès de puissance éolienne on pompe parfois de l'eau en haut de l'ancien volcan juste pour la laisser redescendre dans le réservoir inférieur. Sur l'île australienne de Tasmanie on dépense de l'énergie électrique en excès en chauffant une résistance.

On peut aussi imaginer de la sauvegarder par un stockage afin de la restituer plus tard au réseau lorsque la production renouvelable se trouvera en déficit par rapport à la consommation. Sur l'île de Sein, le seul moyen technique qui, parmi ses diverses fonctionnalités, dispose de celle du stockage et dont le déploiement a aussi été évoqué est une batterie au Lithium. EDF a ainsi mentionné une batterie dont la capacité de stockage est de 170 kWh.

¹⁶ Pour atteindre un TCB de 50 % avec une fraction solaire de 10 % seulement (donc 90 % d'éolien), il faut installer 87 kW de panneaux photovoltaïques et une puissance éolienne de 370 kW soit une puissance renouvelable de 437 kW. Si pour l'éolien nous adoptons un facteur de charge de 31 % une puissance installée éolienne de 245 kW suffit.

¹⁷ Le fait que l'île soit parfois soumise à des vents très violents n'implique pas nécessairement une production éolienne exceptionnellement bonne et, par exemple, un facteur de charge de 30 % ou supérieur. En effet, lorsque la vitesse du vent devient trop importante (typiquement supérieure à 90 km/h), pour éviter des emballements, on place l'éolienne en drapeau afin de préserver ses éléments mécaniques et électriques.

Dans tous les cas, qu'il y ait effacement ou stockage-restitution de l'énergie électrique, il y aura une perte de production électrique renouvelable. Dans le premier cas, elle sera intégrale pour la partie effacée. Dans le second cas, elle sera partielle pour deux raisons. Tout d'abord à cause de limitations de la capacité de stockage de la batterie qui pourra être inférieure au besoin de stockage. Une fois la batterie pleine, il faudra bien effacer toute production renouvelable restante même si on aimerait pouvoir encore la stocker. Ensuite l'efficacité de l'opération stockage-déstockage n'est jamais parfaite. Pour une batterie Li, l'efficacité ne dépasse pas 90 %. Donc au moins 10 % de l'énergie électrique stockée est perdue (dans nos calculs nous prenons cette valeur pour la perte). Une autre cause de perte est la décharge au fil du temps. En effet les batteries Li ne sont pas des « piles Wonder qui ne s'usent que si l'on s'en sert ». Toutefois, nous ferons les calculs sans même tenir compte de ce dernier type de pertes que notre code de calcul cherche d'ailleurs à minimiser en déstockant l'énergie électrique sauvegardée à la première opportunité d'utilisation.

Ainsi que nous l'avons expliqué en section 1.3.b, l'existence de pertes conduit à introduire un taux de couverture renouvelable effectif ou TCE, à côté du taux de couverture renouvelable brut ou TCB. Ce dernier ne mesure que le rapport de la production renouvelable à la consommation. Par contre, le TCE correspond au rapport de l'énergie électrique renouvelable effectivement mis à la disposition des îliens (soit directement, soit par le détour d'un stockage-déstockage en batterie) à l'énergie électrique consommée. Ainsi l'autonomie électrique renouvelable visée ne correspond pas à un TCB de 100 % mais bien à un TCE de 100 %. Or quel que soit le système électrique envisagé, l'existence de pertes fait que la valeur du TCE est inférieure à celle du TCB.

Dans le cadre du scénario I) nous allons maintenant évaluer les besoins en batteries qui sont nécessaires pour stocker TOUTE l'énergie électrique renouvelable en excès de la consommation. Cette énergie stockée est ensuite restituée au réseau avec une perte de 10 %. Le paramètre crucial est la capacité de stockage énergétique (kWh) et non sa puissance (kW). En effet nos calculs montrent qu'une puissance de batterie de 200 kW sera toujours suffisante.

Afin de fixer les ordres de grandeur, plutôt que des kWh qui n'évoqueraient pas nécessairement grand-chose au citoyen, nous choisissons comme « unité de stockage » la capacité énergétique de la batterie évoquée par EDF. Pour ceux qui préfèrent les kWh, notre « unité » vaut donc 170 kWh.

On notera que cette « unité » de stockage potentiel est nettement plus grande et chère qu'une batterie de téléphone portable. On peut en effet estimer son volume à 1-2 m³ et sa masse entre 750 kg et 1,5 t. Enfin son coût avec les équipements associés à son utilisation pourrait dépasser les 50 000 €. Installer une telle batterie, dont jusqu'à présent l'île n'avait pas vraiment besoin, n'est donc pas gratuit pour EDF et pour les citoyens français qui, via l'Etat, sont les propriétaires de cette entreprise à la hauteur de 80 %. Remarquons aussi qu'il faudra refaire régulièrement cet investissement puisqu'en moyenne la durée de vie d'une batterie de ce type est de 7 ans.

La figure 5 montre comment pour un TCB donné (50 % et 100%) le TCE augmente lorsque l'on augmente le nombre de batteries de référence affectées au stockage.

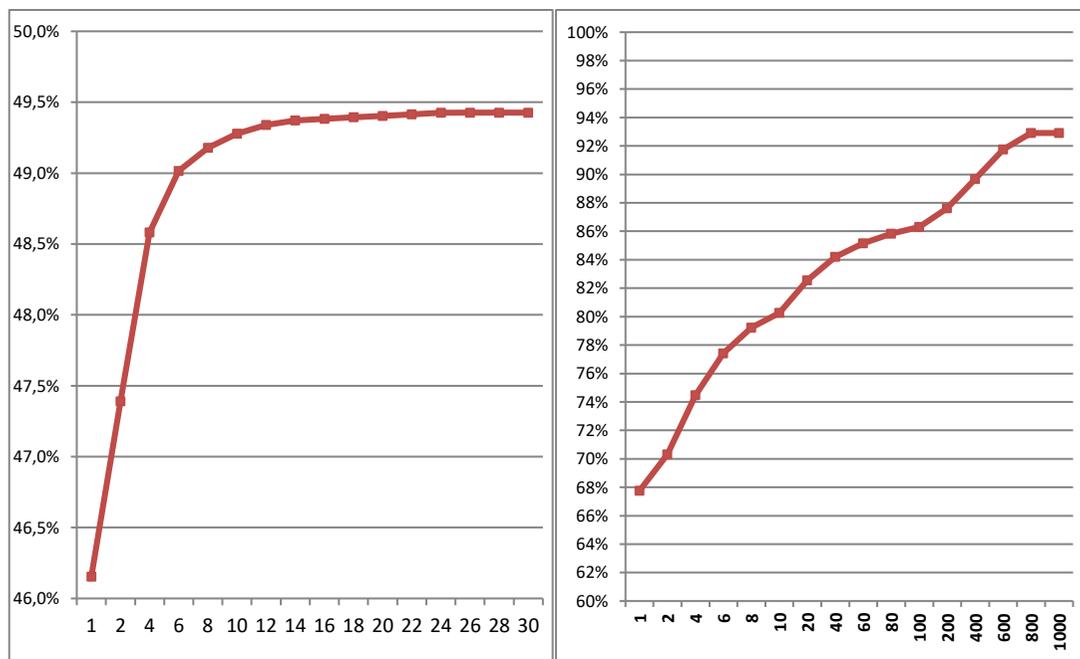


Fig.5) Evolution du taux de couverture effectif (TCE) en fonction du nombre de batteries (capacité unitaire 170 kWh) utilisées pour stocker la production renouvelable quand sa puissance dépasse la puissance consommée sur l'île, puis la restituer. Le diagramme de gauche correspond à un taux de couverture renouvelable brute (TCB) de 50 % et celui de droite à un TCB de 100 %. On notera que sur l'axe horizontal les valeurs du nombre de batteries de stockage ne croissent pas régulièrement

Compte tenu des courbes de la figure 5 et du coût de notre batterie unité, il ne semble pas nécessaire de poursuivre plus en détail l'analyse d'un scénario de type I) qui déploie des moyens de stockage en batteries Li au niveau permettant de sauvegarder toute l'énergie électrique renouvelable en excédent de la consommation pour ensuite la restituer – moins 10 % – au réseau.

En effet, les résultats montrent que

- 1) L'investissement en moyen de stockage doit être énorme. Pour un TCB de 50 %, sauvegarder toute l'énergie électrique en excès demande d'installer 28 batteries de référence. On aboutit alors à un TCE de 49,43 %. L'écart entre TCB et TCE reflète la perte de 10% au niveau des batteries. Si on se fixe l'objectif moins ambitieux d'un TCE de 49 %, il faut quand même encore déployer 6 batteries. Pour un TCB égal à 100 %, sauver toute l'énergie électrique en excès réclame 800 de nos batteries « unité »! On n'arrive d'ailleurs qu'à un TCE de 93 %. L'objectif moins ambitieux d'un TCE de 85 % exige d'installer 60 batteries¹⁸.

¹⁸ Si comme l'indique la PPE la fraction de production solaire est abaissée à 10 % au lieu de 50 %, il faut 86 batteries pour sauvegarder toute l'énergie électrique renouvelable en excès pour un TCB de 50 %. Le TCE est alors de 49,5 %. Pour atteindre un TCE de 49 % il faut mettre 24 batteries à la disposition du stockage. Pour un TCB

- 2) Un TCB de 100 % ne conduit d'ailleurs pas à l'autonomie électrique de l'île. Il manque encore 7 % d'énergie électrique. Même si on considère que déployer 60 batteries constitue un objectif envisageable (certainement pas pour le budget des îliens évidemment) on a encore besoin de faire appel aux générateurs diesel pour combler les 15 % de puissance manquante. Qui plus est, nos calculs montrent que la puissance maximale que ce groupe diesel doit pouvoir livrer est de 385 kW soit à peine moins que ce que la situation actuelle exige (451 kW).
- 3) Le gain en TCE obtenu par l'adjonction de la première batterie est bien supérieur à celui induit par l'ajout de la dixième (ou la centième pour le cas d'un TCB égal à 100 %). En d'autres termes, le gain des derniers points de TCE est bien plus onéreux que celui des premiers. Comme souvent en matière d'énergie renouvelable, il faut retourner l'adage et dire : « Ce sont les derniers pas qui coûtent le plus ! »

Pour le lecteur intéressé, l'annexe 1 illustre graphiquement la façon dont un moyen de stockage (dans ce cas, six batteries de référence) est utilisé par notre algorithme pour sauvegarder puis restituer une fraction de la production renouvelable excédentaire.

Donc bien qu'il soit souvent avancé par les défenseurs des énergies électriques solaire ou éolienne, la seule chose que l'on puisse dire d'un scénario de type I) (notons qu'il s'en produit régulièrement pour bien d'autres systèmes électriques que les petites îles, par exemple l'ADEME en a proposé un pour la France dans son ensemble) est qu'il est totalement irréaliste. Il repose sur une méconnaissance complète des capacités de stockage (batteries ou autre technique) comme de leur coût. Quoiqu'annonce tel ou tel ministre, représentant de l'Etat ou élu local, un tel scénario ne sera donc jamais mis en place et restera au niveau des promesses.

Pour en revenir à l'île de Sein, et si on continue bien sûr à accepter les déploiements de puissance renouvelable calculés en Section II.b, il convient de se rabattre sur des scénarios plus réalistes renonçant aux exigences de stockage extravagantes du scénario I) (et renonçant par conséquent aux engagements officiels concernant l'autonomie). Par exemple, on peut se contenter de prendre en compte les moyens de stockage qu'EDF a annoncé être prête à financer pour l'île de Sein, à savoir une seule batterie Li de capacité 170 kW. Ceci correspond au point « 1 » de l'axe horizontal des deux parties de la figure 5, donc très loin des nombres de batteries qu'exigerait le scénario I) pour un TCB de 50 % (28) et surtout de 100 % (800).

De façon générale, les batteries sont déjà largement utilisées dans l'organisation des réseaux électriques. Cependant, elles n'y sont jamais implantées pour stocker en masse de l'énergie électrique afin de la restituer plus tard. La mission que l'opérateur du réseau leur assigne est l'aide à la stabilisation rapide du réseau. Cette fonctionnalité est rendue possible par leur capacité de réaction quasi instantanée tant à la charge (si elles ne sont pas pleines) qu'à la décharge (si elles ne sont pas vides). Ainsi peuvent-elles contribuer à maintenir l'égalité instantanée de la puissance électrique produite avec la puissance consommée. Lorsqu'un déséquilibre se crée dans un sens ou un autre, une batterie peut réagir instantanément et automatiquement donnant ainsi aux autres moyens de production dont la réactivité est plus faible (équilibre à partir d'une autre grande zone du réseau ou appel aux centrales thermiques) le délai de grâce qui permet de commander un ajustement à la hausse ou à la baisse et de prendre le relai. Au bout de ces quelques secondes ou minutes, le rôle de la batterie cesse. Le réseau la remplace alors dans son état de charge antérieur de façon à lui permettre d'exercer à nouveau son action stabilisante en cas de nécessité. Il n'y a donc pas utilisation pour du stockage à proprement parler.

En l'absence d'énergie photovoltaïque ou éolienne, c'est la consommation humaine qui est à l'origine des fluctuations de demande de puissance. Par exemple, il est 19h, et pour les familles rentrées du travail et de l'école, l'éclairage, le chauffage électrique, les télévisions ou les consoles de jeu se mettent en route ainsi que les fours de cuisine et pourquoi pas les machines à laver ou à sécher. Sur l'île de Sein (Figure 1) on peut par exemple observer des variations de puissance consommée qui peuvent couramment aller jusqu'à 75 kW en une heure (dans un sens ou dans l'autre) soit presque la moitié de la puissance moyenne consommée sur l'île et 20 % de la puissance maximale de consommation enregistrée. Comme, en moyenne, on peut statistiquement bien prédire les comportements humains, quand les moyens de production sont pilotables (groupes diesel par exemple) ils peuvent être préparés à réagir à des variations anticipées de besoin de puissance électrique.

de 100 %, il faut 1295 batteries pour sauvegarder toute l'énergie électrique renouvelable. Le TCE est alors de 94,6 %. Pour obtenir un TCE de 85 % il faut disposer de 85 batteries.

La situation est différente lorsqu'une partie importante du parc de production repose sur des sources d'énergie électrique intermittentes et largement imprévisibles, surtout si on considère un système isolé de petite taille comme l'est Sein. Le cumulus de beau temps qui passe à 13h, un beau jour d'été, sur les panneaux solaires de l'île engendre une brusque chute de production suivie d'une remontée tout aussi rapide lorsque le nuage s'éloigne. Lorsque le vent souffle fort sur Sein et produit de l'énergie électrique dans les éoliennes, il ne le fait pas constamment mais plutôt en rafales pour des durées de la seconde à la minute. La production éolienne va non seulement reproduire mais même, pour des raisons techniques (la puissance mécanique que le vent apporte aux éoliennes croît comme le cube de sa vitesse), amplifier de telles fluctuations brusques de la vitesse du vent. Or, tout comme la rafale de vent, on n'est pas près d'anticiper le nuage qui passe. L'instabilité du réseau n'est donc alors plus seulement la conséquence des seuls comportements des consommateurs mais aussi de celle de la production erratique (voir Figures 2 et 3) et largement imprévisible des éoliennes et des panneaux photovoltaïques. Lorsque leur rôle devient important dans la production électrique, il devient donc crucial d'envisager des moyens supplémentaires de stabilisation rapide, moyens dont on n'avait pas besoin dans un système classique n'utilisant que des moyens pilotables comme les groupes diesel.

IV) Scénario II.a) « Utiliser l'énergie électrique renouvelable au mieux mais sans chercher à la sauvegarder »

Dans un premier temps nous allons précisément supposer que stabiliser le réseau fragilisé par une fraction croissante de production renouvelable intermittente est l'unique fonction qu'EDF pense assigner à la batterie qu'elle envisage d'installer. De par sa puissance de charge ou décharge, elle est en effet adaptée à suivre de violentes fluctuations. Sa capacité de 170 kWh comme sa puissance lui permettent d'assurer un rôle stabilisateur pour quelques minutes offrant ainsi à un autre moyen de secours (ici les groupes diesel) le délai nécessaire pour la relayer.

Dans un tel scénario la batterie n'a aucune fonction de stockage. Elle ne sert qu'à soulager les groupes diesel pour les aider à remplir leur fonction de « béquille » de la production renouvelable. Lorsque la puissance de la production solaire et éolienne dépasse l'appel de puissance de consommation, la puissance en excès est effacée, donc perdue. Comme indiqué plus haut, soit on la gaspille, soit on procède à des coupures de production. Lorsque la puissance renouvelable ne satisfait pas l'appel de la consommation, c'est le diesel seul qui vient en complément.

De ce fait, le TCE devient nécessairement inférieur au TCB dès qu'à un moment donné la puissance renouvelable excède la puissance consommée.

Cela conduit aux résultats présentés dans les figures suivantes :

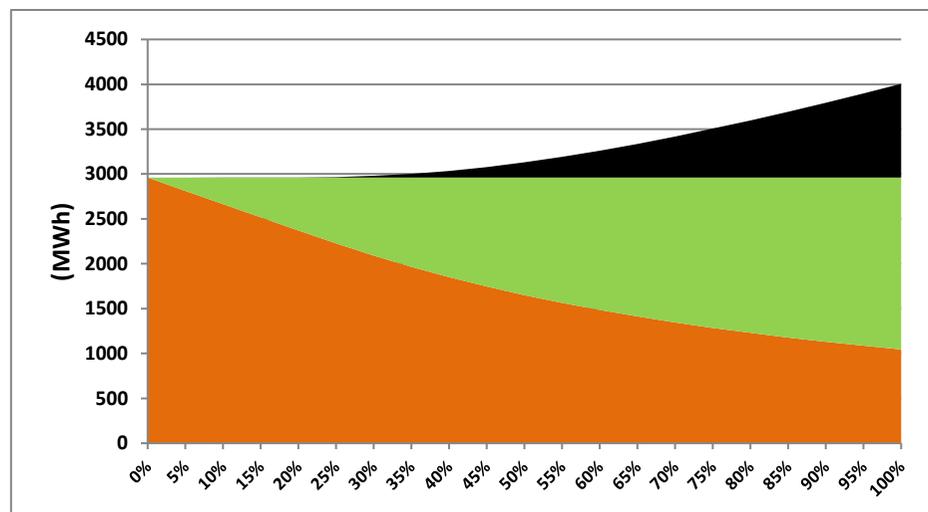


Fig. 6 Energie électrique (MWh) renouvelable qui peut être injectée dans le réseau (zone verte) et celle qui est perdue (zone noire) en fonction du taux de couverture renouvelable brut (TCB, axe horizontal). La zone orange montre la contribution du diesel.

Dans la figure 6, la valeur de la limite supérieure de la zone verte est égale à celle de l'énergie électrique consommée sur deux ans (2 961 MWh). Plus le TCB croît, plus la fraction d'énergie électrique renouvelable perdue augmente. Elle reste nulle pour des TCB inférieurs à 25 % car, dans ces conditions, jamais la puissance renouvelable ne dépasse la puissance consommée. Pour un TCB de 50 %, on perd 11,4 % de l'énergie électrique renouvelable. Pour un TCB de 100%, ce pourcentage monte à 35,3 %. Il ne sert alors pas à grand-chose de vouloir augmenter le TCB (encore plus de panneaux solaires et d'éoliennes) puisque l'énergie électrique renouvelable perdue augmente plus vite que celle qu'on peut injecter directement.

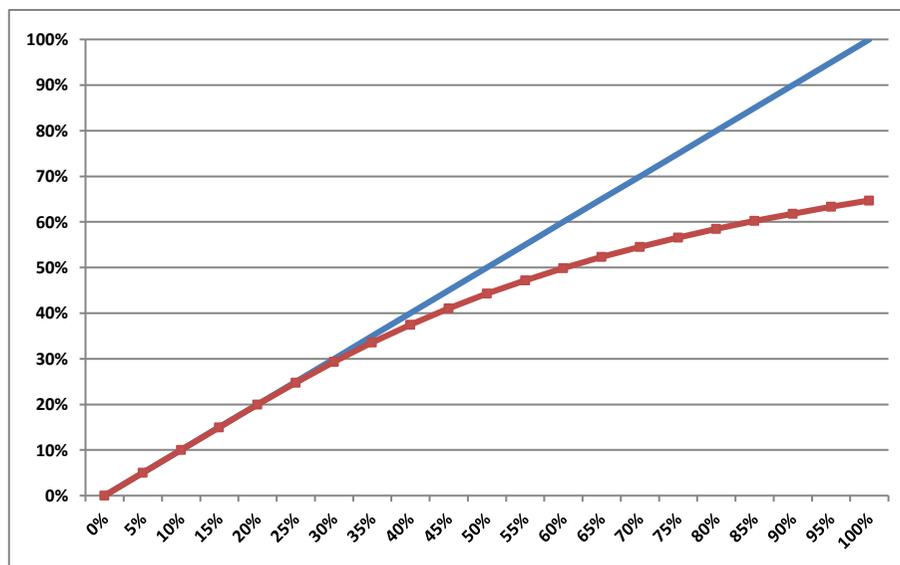


Fig.7 Taux de couverture renouvelable brut (TCB, droite bleue) et taux de couverture renouvelable effectif (TCE, courbe et points marron) en fonction du TCB.

La figure 7 montre la façon dont croissent les TCB et TCE en fonction du TCB. La courbe bleue est donc une simple droite de pente unitaire qui sert de référence. La courbe marron décroche de la courbe bleue pour des valeurs du TCB supérieures à 25 %. Pour un TCB de 50 %, la valeur de TCE est de 44,3 %. Pour un TCB de 100 % elle est de 64,7 %¹⁹. L'objectif qualitatif d'autonomie électrique (TCE = 100 %) n'est donc pas atteint. Il ne peut d'ailleurs jamais l'être puisque plus on installe de panneaux solaires et d'éoliennes, plus on perd de leur production.

¹⁹ Si la fraction de production solaire est abaissée à 10 % au lieu de 50 %, dans un scénario de ce type (II.a) on obtient un TCE de 45 % pour un TCB de 50 % et un TCE de 67 % pour un TCB de 100 %.

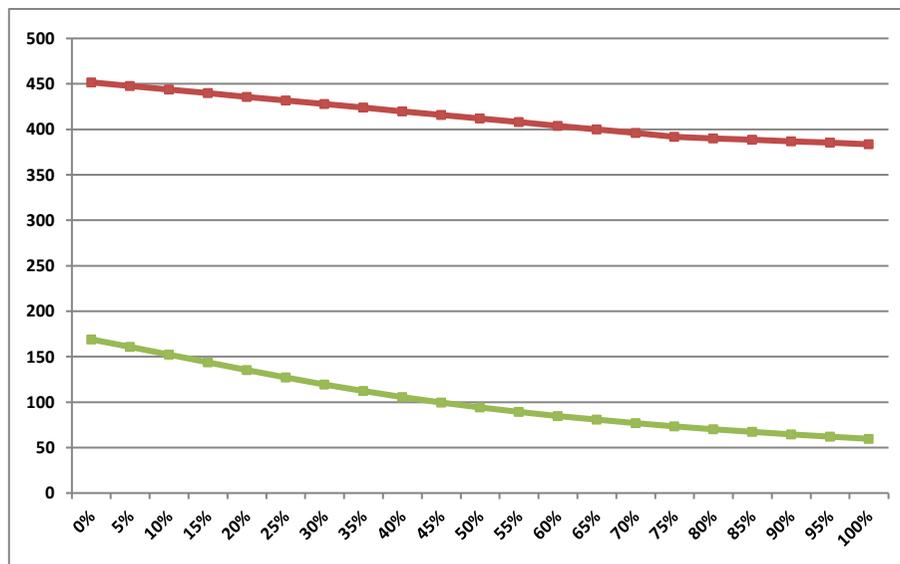


Fig. 8 Evolution de la puissance diesel maximale (kW, courbe et points marron) et de la puissance diesel moyenne (kW, courbe et points verts) sur les deux années en fonction de taux de couverture renouvelable brut (TCB).

La figure 8 montre que la puissance maximale demandée aux groupes diesel descend lentement en fonction du TCB : de 452 kW pour une île sans production renouvelable jusqu'à 384 kW pour un TCB de 100%. Par contre, la puissance moyenne sur deux ans baisse plus rapidement (de 169 kW à 55 kW). En d'autres termes, on a toujours besoin d'un diesel aussi puissant (aucun gain d'investissement) mais on l'utilise moins bien. Cela se vérifie sur la valeur de la fraction de temps durant laquelle on doit faire appel au diesel. De 100 % pour une production renouvelable nulle, elle ne descend qu'à 84 % pour un TCB de 50 % et vaut encore 60 % pour un TCB de 100 %. Malgré l'installation de panneaux solaires et d'éoliennes (542 kW pour un TCB de 50 %, le double pour un TCB de 100 %) on a toujours besoin de disposer d'à peu près la même puissance diesel.

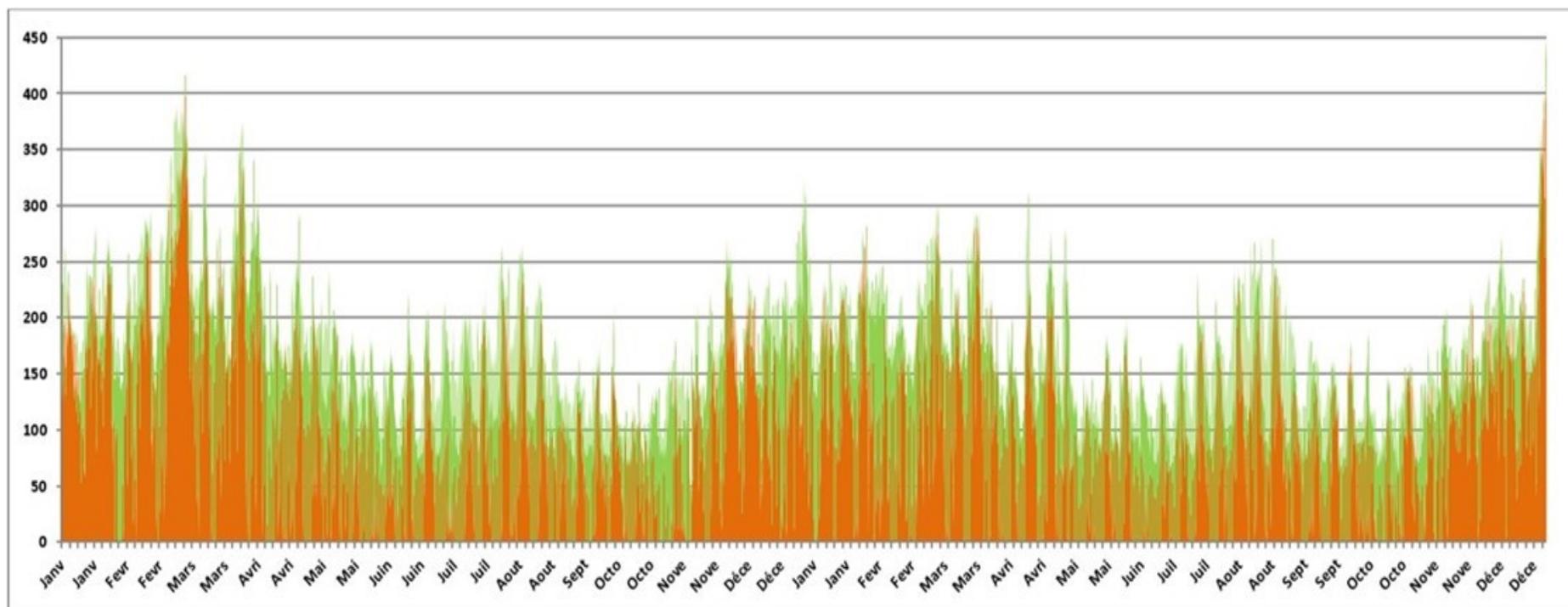


Fig. 9 Couverture de la puissance consommée (kW) au long des 17520 heures des deux années par les productions diesel (zone marron) et renouvelable (zone verte) pour un TCB de 50 %.

Sur la figure 9 qui correspond à un TCB de 50 %, on voit qu’au midi des journées d’été, la production renouvelable (alors dominée par le solaire) couvre à elle seule (et excède même) l’appel de puissance consommée. En effet, les zones vertes touchent alors l’axe horizontal. Dans de tels cas, on peut déjà gager que la presse se fera l’écho de ces « exploits écologiques » qu’elle médiatisera largement en oubliant que sur cette figure la surface marron reste plus importante que la surface verte et que durant la nuit qui suit les quelques heures qu’aura duré l’ « exploit », ce seront les groupes diesel qui éviteront un blackout à l’île.

On peut aussi se faire une idée de ce que vouloir à tout prix injecter **prioritairement** de l’énergie électrique renouvelable avec un TCB de 50 %, implique comme modification pour le travail des groupes diesel. C’est que montre la figure 10 que l’on peut comparer avec la figure 1 qui montre le fonctionnement actuel de ces groupes.

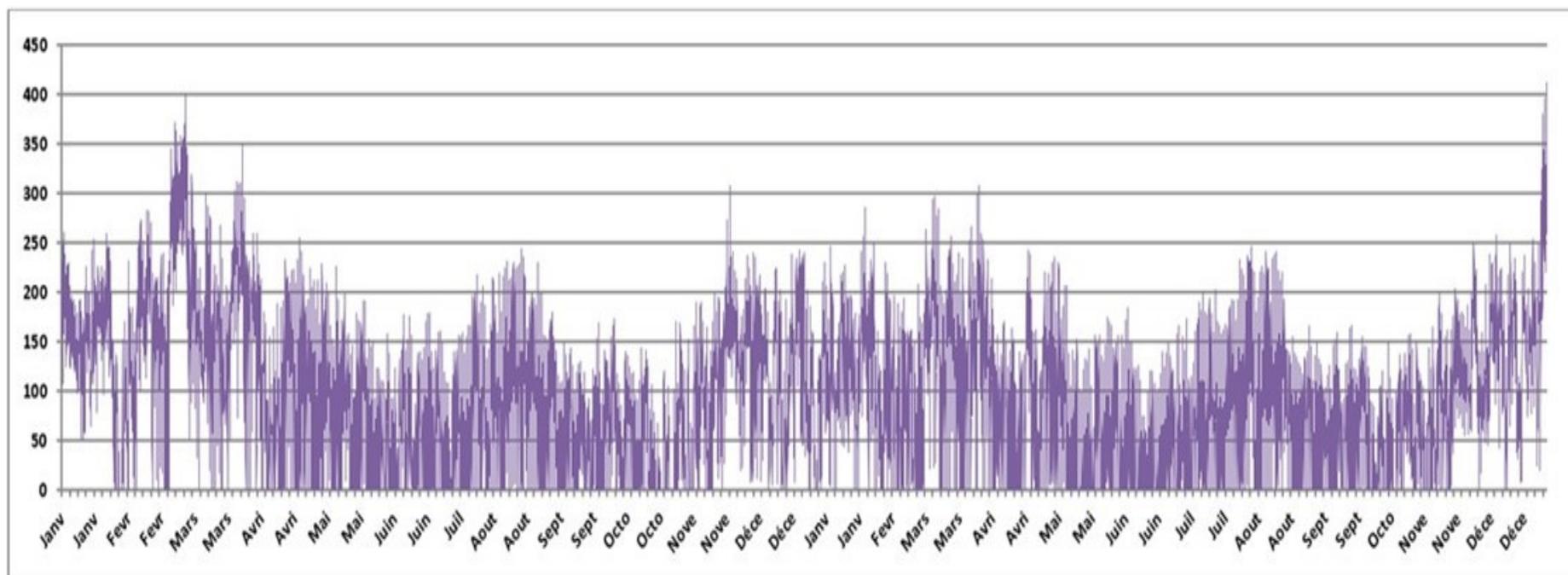


Fig. 10 Puissance (kW) de la contribution diesel résiduelle à fournir au long de deux années pour un TCB de 50 % lorsque l'énergie électrique renouvelable produite est injectée prioritairement dans le réseau.

La figure 1 nous a montré qu'actuellement les variations de puissance diesel dans une même journée sont typiquement de l'ordre de 70 kW sauf pendant le mois d'août où elles atteignent 130 kW. Par contre lorsqu'on impose un TCB de 50 %, si afin d'obtenir un TCE maximal, on injecte prioritairement l'énergie électrique renouvelable dans le réseau, le fonctionnement que cela impose au diesel (figure 10) devient tout simplement inacceptable. En effet, il implique que presque chaque jour on doit arrêter les groupes diesels, pour, quelques heures plus tard, les redémarrer pour atteindre des puissances dépassant le plus souvent 250 kW. A certains moments on a besoin d'une puissance diesel proche de 400 kW. Au lieu de 7 en deux ans comme actuellement, les gradients de puissance de valeur supérieure à 75 kW/h se comptent par centaines (voir annexe 2). Ce n' st que par un travail incessant de la batterie stockant et d stockant de l'énergie électrique renouvelable que l'on peut imaginer lisser quelque peu la courbe de la figure 10 et la rendre compatible avec le fonctionnement d'un groupe diesel. Le fait que l'on doit faire appel en permanence à la batterie implique des pertes énergétiques additionnelles et donc que le TCE devient inférieur à la valeur 44,3 %. La figure 10 montre aussi l'ampleur du défi qu'a à relever le système électronique qui doit coordonner les fonctionnements de la batterie, des groupes diesel et les effacements d'énergie électrique renouvelable.

Dans l'annexe 2 nous illustrons la façon dont un système électronique pourrait coupler une batterie et un groupe diesel de façon à ce que ce dernier retrouve un mode de fonctionnement acceptable. Nous vérifions ainsi que les caractéristiques (puissance, capacité énergétique) de la batterie envisagée par EDF ont effectivement l'ordre de grandeur permettant de rectifier la courbe de production diesel de la figure 10 et donc d'approcher un TCB de 50 %.

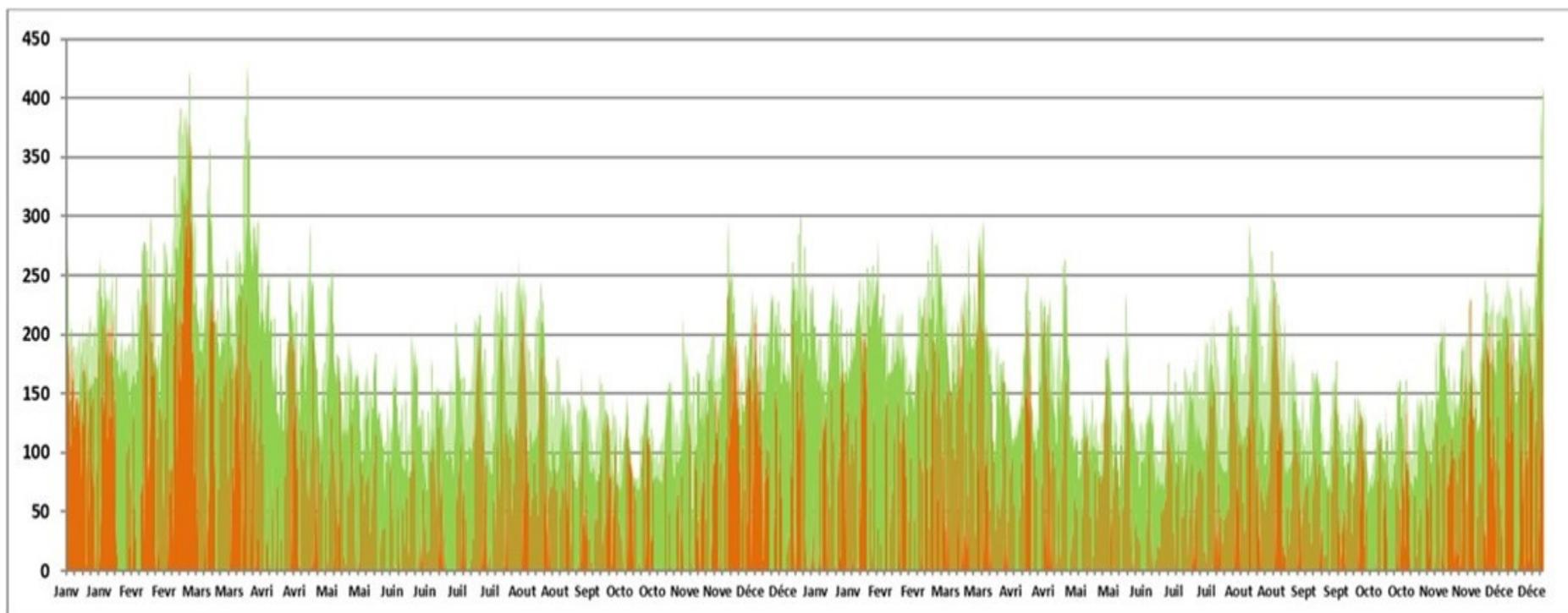


Fig. 11 Couverture de la puissance consommée (kW) au long des 17520 heures des deux années par les productions diesel (zone marron) et renouvelable (zone verte) pour un TCB de 100 %.

Dans la figure 11, la surface de la zone verte domine cette fois celle de la zone marron. Toutefois en hiver, et même en été la nuit, le marron est toujours présent puisque l'aire de la zone renouvelable ne correspond qu'au 2/3 de l'aire de la zone colorée, cela en dépit du fait que sur la petite île de Sein on a alors déployé plus de 1MW de panneaux solaires et d'éoliennes.

Ceci termine l'analyse du scénario II.a) qui suppose que la batterie de 170 kW a pour seule fonction de contribuer à la stabilité du réseau électrique sans aucune fonction de stockage. La conclusion qui s'impose est que malgré les importants investissements en panneaux solaires et/ou éoliennes, l'objectif d'autonomie annoncé par la PPE n'est pas atteint et restera toujours hors de portée.

Pour conclure ce chapitre par une évaluation de l'impact écologique du projet, on peut tenter d'estimer les gains potentiels en émissions CO₂. Pour un calcul vraiment complet, il faudrait pouvoir comptabiliser les émissions CO₂ associées à la fabrication des panneaux solaires, des éoliennes et de la batterie en tenant compte de leur durée de vie. Comme il faudra conserver les groupes diesel pour gérer les situations critiques il n'y aura pas de gain sur les émissions associées à leur construction.

En ce qui concerne l'exploitation, le fait que la consommation annuelle de fuel soit de l'ordre de 420 t pour produire 1,48 GWh électrique nous indique que l'efficacité thermique-électrique moyenne des groupes diesel est actuellement de l'ordre de 30 %. Nous pouvons aussi en déduire que les émissions CO₂ associés à une

couverture de la consommation (figure 1) sont de 1580 t/an soit moins que les émissions de 700 voitures du parc automobile français qui aujourd'hui en compte plus de 39 millions²⁰. Il est certain que le fonctionnement erratique que le soutien à l'éolien et au solaire va imposer (voir figures 9 et 10) va faire baisser le rendement des diesels. Si, toutefois, on choisit de négliger cette baisse de rendement, on trouve que la réduction d'émissions CO₂ est de 700 t/an pour un TCB de 50 % (soit l'équivalent d'enlever 292 voitures au parc automobile français) et de 1020 t/an pour un TCB de 100 %. La connaissance des coûts d'investissement en matériel, des durées d'amortissement et du différentiel de prix d'achat du kWh électrique renouvelable et du coût de production du kWh diesel, permettrait alors de calculer le coût de l'émission évitée d'une tonne CO₂. On peut parier que ce coût sera largement supérieur à celui qui serait associé par exemple à toute amélioration technique augmentant de quelques % le rendement de la centrale diesel.

On peut finalement remarquer qu'un doublement de l'investissement pour faire passer le TCB de 50 % à 100 % ne conduit qu'à un gain supplémentaire de 320 t/an (soit 133 voitures en moins). En d'autres termes, l'implémentation de cette seconde étape dans la direction d'une autonomie par ailleurs inatteignable en pratique aura multiplié le coût de la tonne CO₂ par un facteur supérieur à 2. A nouveau, on vérifie que « ce sont les derniers pas qui coûtent le plus ».

V) Scénario II.b) « Utiliser l'énergie électrique renouvelable au mieux et en sauvegarder ce qu'on peut »

Passons maintenant au cas où l'on envisagerait que la batterie de 170 kW proposée par EDF puisse quand même servir à stocker puis restituer de l'énergie électrique. Il n'est en effet pas impossible que le système de pilotage électronique EMS permette d'une part à la batterie de stabiliser le réseau et d'autre part de sauvegarder un peu d'énergie électrique renouvelable en excès. S'il est difficile d'estimer le gain en valeur de TCE d'un tel fonctionnement mixte, on peut en calculer une limite supérieure. Il suffit pour cela de considérer que le seul usage de la batterie sera la sauvegarde de l'énergie électrique renouvelable en excès.

On fait donc ici la supposition optimiste qu'un réseau avec les fortes contributions intermittentes correspondant à des TCB de 50 % et 100 % ne requiert pas de moyen de stabilisation spécifique : on croise donc les doigts pour que tout se passe bien ; sans blackout !

Dans un tel scénario, la batterie de référence est exclusivement employée à sauvegarder de l'énergie électrique renouvelable en excès et n'a aucune autre contrainte de fonctionnement. De fait, l'analyse du scénario I) nous fait déjà anticiper que l'utilisation d'une seule batterie pour le stockage ne peut qu'améliorer faiblement les performances. Voyons ce qu'il en est.

La figure 12 est l'analogue de la figure 6

²⁰ Pour les émissions d'une voiture du parc français actuel nous retenons la valeur moyenne de 200 gCO₂/km et une utilisation annuelle de 12000 km. Cela conduit à une émission moyenne de 2,4 t par voiture et par an

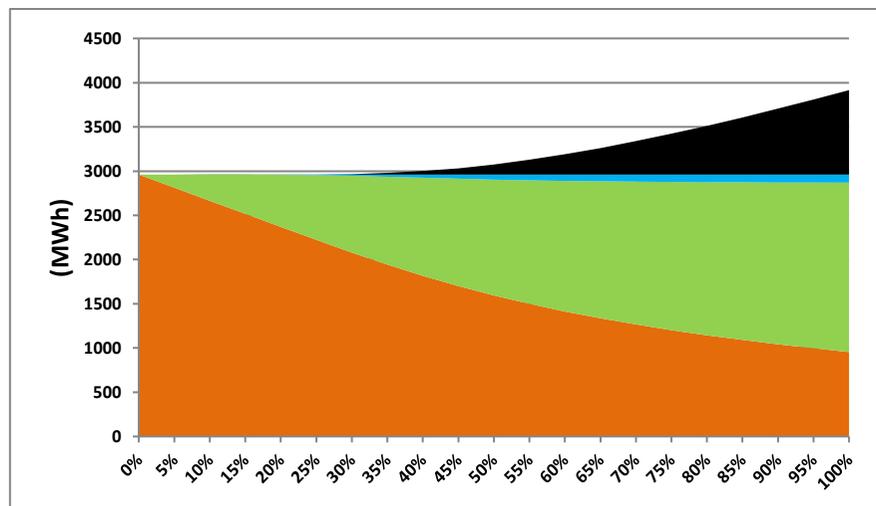


Fig. 12 Energie électrique (MWh) renouvelable qui peut être injectée dans le réseau (zone verte) et celle qui est perdue (zone noire) en fonction du taux de couverture renouvelable brut (TCB, axe horizontal). La zone orange montre la contribution du diesel et la zone bleue celle qui est restituée par la batterie.

Cette fois c’est la valeur de la limite supérieure des zones verte puis bleue (pour des TCB >30 %) qui est égale à celle de l’énergie électrique consommée (2961 MWh). La zone bleue ne croit que très lentement avec le TCB de sorte que la fraction d’énergie électrique renouvelable perdue (zone noire) augmente sans cesse. Pour un TCB de 50 %, on perd 7,7 % de l’énergie électrique renouvelable (à comparer à 11,4 % pour le scénario II.a). Pour un TCB de 100%, ce pourcentage monte à 32,2 % (à comparer à 35,3 % pour le scénario II.a). Comme précédemment, il ne sert pas à grand-chose d’augmenter le TCB (plus de panneaux solaires et d’éoliennes) puisque l’énergie électrique renouvelable perdue augmente plus vite que celle qu’on peut injecter directement dans le réseau.

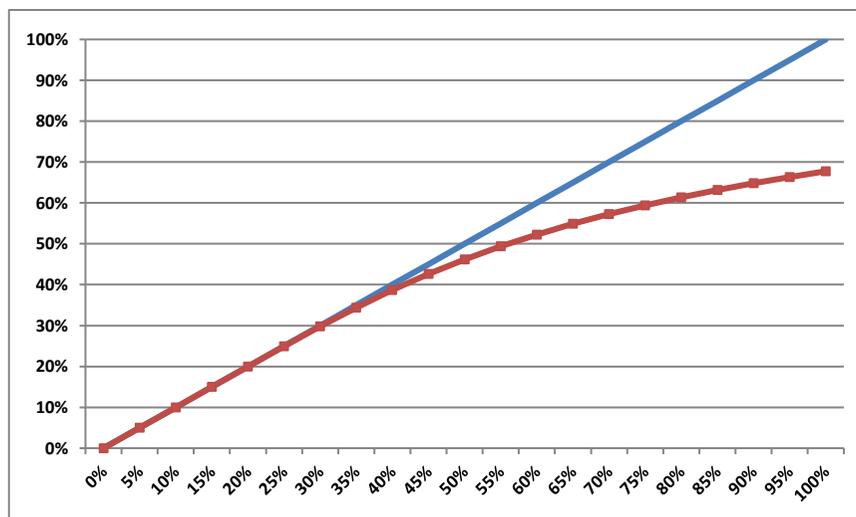


Fig. 13 Taux de couverture renouvelable brut (TCB, droite bleue) et taux de couverture renouvelable effectif (TCE, courbe et points marron) en fonction du TCB.

Une comparaison des figures 7 et 13 montre que rien ne change pour des valeurs du TCB inférieures à 25 % puisque de toute façon on n’a pas besoin de stockage. Dans le scénario II.b), pour un TCB de 50 %, la valeur de TCE est de 46,2 % (à comparer à 44,3 % pour le scénario II.a). Pour un TCB de 100 %, elle est de 67,8 % (à comparer à 64,7 % pour le scénario II.a)²¹. Les objectifs prévisionnels d’autonomie électrique ne sont donc pas plus atteints et ne peuvent pas l’être puisqu’on perd une fraction croissante de la production de panneaux solaires et d’éoliennes supplémentaires tant en valeur absolue qu’en pourcentage.

On a toujours besoin d’un diesel aussi puissant mais on utilise encore moins bien cet investissement. Cela se remarque par exemple sur la fraction de temps durant laquelle on doit faire appel au diesel. De 100 % en l’absence de production renouvelable, elle ne descend qu’à 79 % pour un TCB de 50 % et vaut encore 55 % pour un TCB de 100 %.

En conclusion on peut dire que le scénario II.b qui renonce à utiliser la batterie pour stabiliser le réseau et la consacre intégralement au stockage n’améliore que très peu les performances du scénario II.a en tant que mise à disposition au service de la population de l’île d’une plus grande quantité de production renouvelable.

Ainsi que nous venons de le montrer, l’objectif fixé par la Loi de Transition Énergétique et le document de Programmation Pluriannuelle de l’Énergie 2016 est structurellement inatteignable. L’activisme des promoteurs d’énergies électriques renouvelables, aux arguments souvent repris par une presse complaisante et/ou dénuée d’esprit critique, le manque de curiosité des élus et la timidité des pouvoirs publics confrontés à la puissance d’une mode écologiste ambiante, peuvent seuls à notre point de vue expliquer qu’un tel projet puisse être lancé sans une évaluation préalable honnête des performances énergétiques, des coûts pour la communauté nationale et des gains environnementaux escomptables.

²¹ Si la fraction de production solaire est abaissée à 10 % au lieu de 50 %, dans un scénario de ce type (II.b) on obtient un TCE de 46 % pour un TCB de 50 % et un TCE de 69 % pour un TCB de 100 %.

Remerciements

Les auteurs remercient B. Durand, J.J. Hérou, F.Livet, H. Nifenecker, F. Poizat, J. Poitou, G. Sapy, B. Tamain et J. Treiner pour leurs commentaires et suggestions d'amélioration.

Annexe 1

Batteries pour stocker l'électricité renouvelable en excès et la restituer au réseau plus tard

L'algorithme utilisé dans le code pour les scénarios I) et II.b) repose sur un système à trois composantes : une production renouvelable éolienne plus solaire, une batterie capable de stocker puis de déstocker l'énergie électrique et un groupe diesel.

L'algorithme s'attache dans l'ordre

- 1) A injecter dans le réseau autant que possible de production renouvelable (sans se préoccuper de questions de stabilité instantanée). Si la puissance renouvelable excède l'appel de puissance on cherche à stocker l'énergie électrique correspondante dans la batterie tant que l'on n'excède pas la capacité (en kWh) de la batterie,
- 2) A utiliser l'énergie stockée dans la batterie (si celle-ci n'est pas vide, bien sûr) pour, à la première occasion, combler tout déficit de production renouvelable par rapport à l'appel de puissance,
- 3) A faire appel au groupe diesel pour équilibrer l'équation production = consommation quand les deux étapes ci-dessus ne le permettent pas. On fait donc l'hypothèse – probablement irréaliste au-delà d'un certain taux de pénétration de renouvelable – que le groupe diesel sera toujours capable d'ajuster son fonctionnement à cette exigence. L'annexe 2 discute de l'utilisation d'une batterie pour faciliter la tâche du groupe diesel.

Les deux pages qui suivent illustrent le fonctionnement de l'algorithme utilisant l'appel de puissance de l'île de Sein pour les années 2013-14 ainsi que les productivités solaire et éolienne de la Bretagne pour ces deux mêmes années. Dans les deux cas, on a supposé que la production renouvelable totale (éolienne + solaire) permettait de couvrir la moitié de la demande totale d'énergie électrique de l'île sur deux ans. Ceci correspond à ce que le texte appelle un Taux de Couverture renouvelable Brut (TCB) de 50 %.

Les deux feuilles correspondent à deux répartitions différentes de la couverture renouvelable entre solaire et éolien. Dans le premier cas les deux contributions sont égales ; dans l'autre la contribution énergétique du solaire est de 10 % et celle de l'éolien de 90 %.

EDF a prévu d'installer sur l'île une batterie de 170 kWh de capacité. Nous pensons qu'on n'envisage pas de l'utiliser pour stocker l'énergie électrique renouvelable en excès par rapport à la puissance appelée mais plutôt pour rendre acceptable le mode de fonctionnement demandé au diesel. Ce type d'utilisation de la batterie fait l'objet de l'annexe 2. Néanmoins comme le mythe du stockage de l'énergie électrique renouvelable reste prévalent dans les discours et dans les têtes, nous étudions ici ce qui se passe lorsqu'on emploie les batteries exclusivement pour sauvegarder puis restituer l'énergie électrique renouvelable excédentaire.

L'impact de l'étape 2 de l'algorithme est quasi invisible pour une capacité de stockage de 170 kWh. Pour permettre une visibilité graphique on a choisi une capacité six fois plus grande (1,02 MWh)

Sur chacune des deux pages, la première figure montre heure par heure l'évolution de l'énergie stockée dans la batterie. La seconde montre la façon dont l'appel de puissance est couvert par les étapes 1 (vert), 2 (bleu) et 3 (marron).

50 % Solaire 50 % éolien, TCB =50 %, 6 batteries de 170 kWh dédiées exclusivement au stockage-restitution (6 batteries = 1,02 MWh)

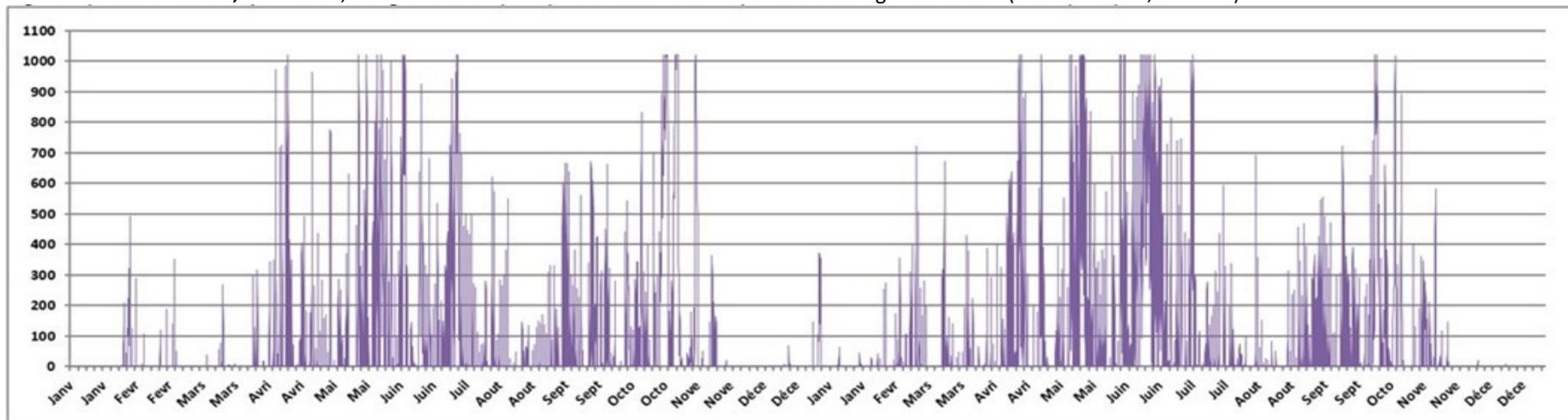


Fig. A1.1) Evolution de la quantité d'énergie stockée (kWh) dans les batteries : pour 50 % de solaire, on a une grande puissance solaire installée. On stocke surtout en été.

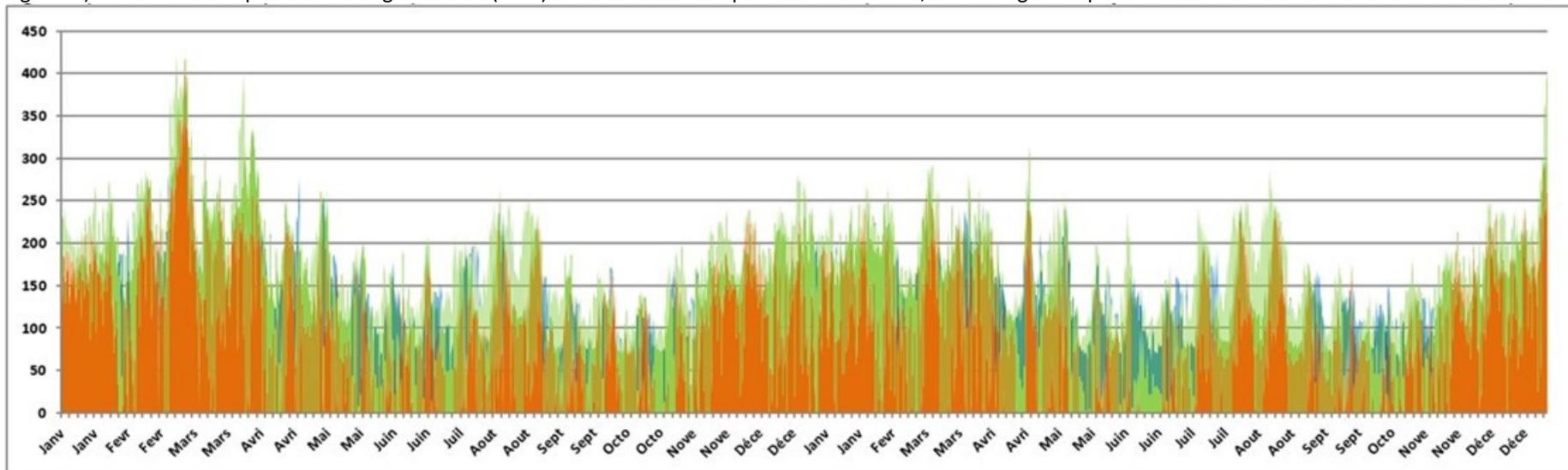


Fig. A1.2) Evolution de la répartition heure par heure de la couverture de la consommation (kW, marron diesel, vert injection directe renouvelable, bleu batterie)

10 % Solaire 90 % éolien, TCB =50 %, 6 batteries de 170 kWh dédiées exclusivement au stockage-restitution (6 batteries = 1,02 MWh)

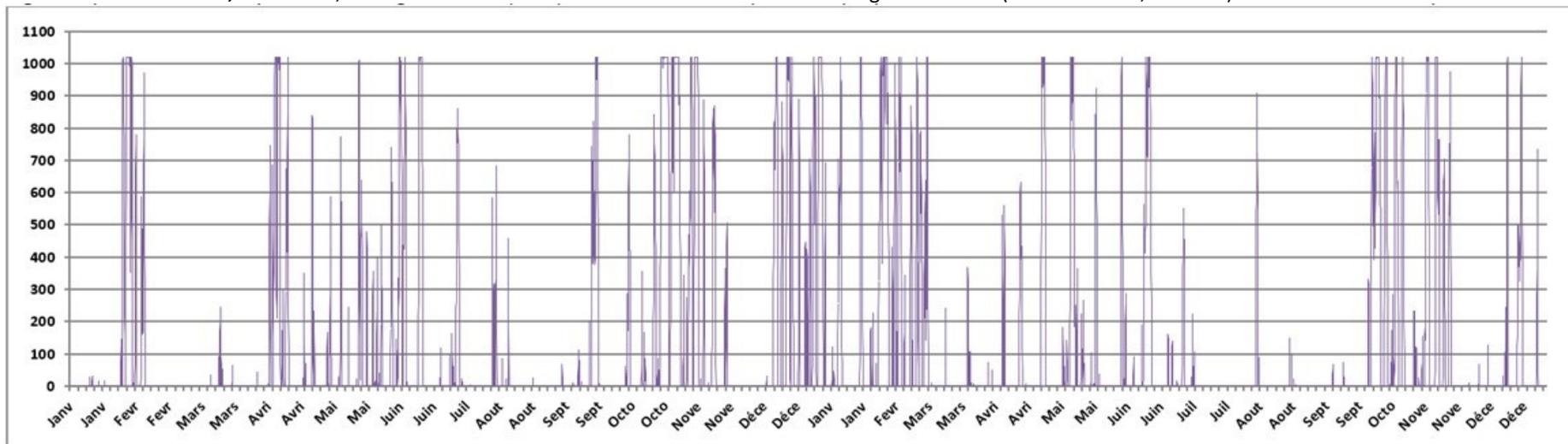


Fig. A1. 3) Evolution de la quantité d'énergie stockée (kWh) dans les batteries : pour une proportion de 10 % de solaire on stocke surtout en hiver et un peu en été.

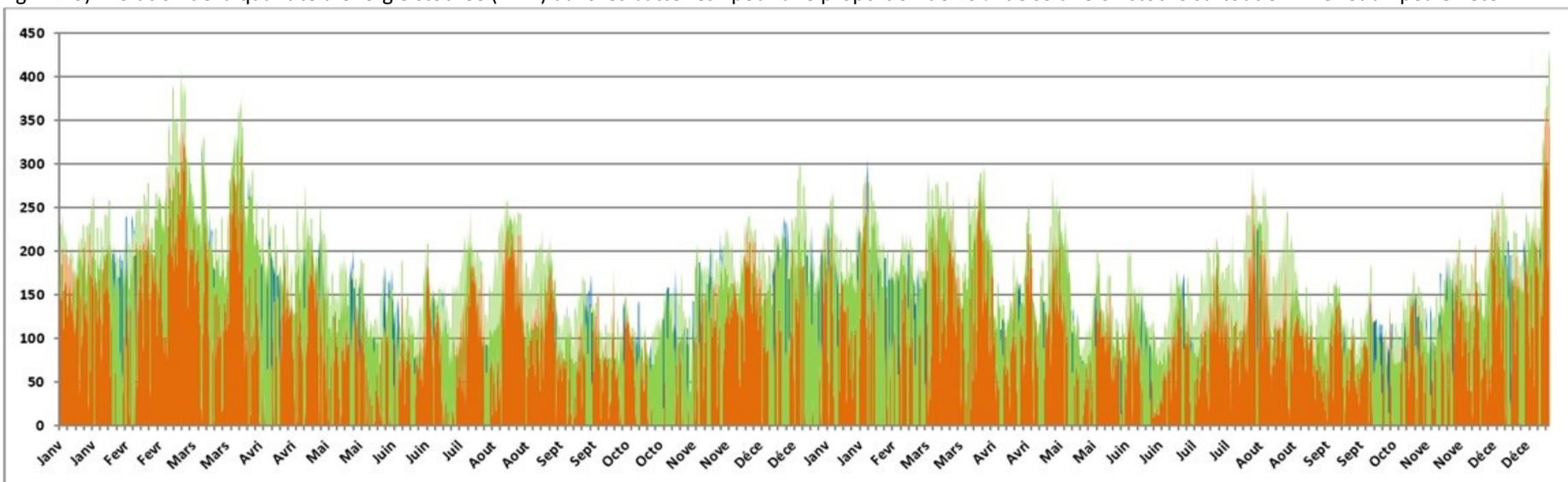


Fig. A1.4) Evolution de la répartition heure par heure de la couverture de la consommation (kW, marron diesel, vert injection directe renouvelable, bleu batterie)

Annexe 2

Batterie pour faciliter le fonctionnement des groupes diesel

L'algorithme utilisé dans le code pour le scénario II.a) repose sur un système à deux composantes : une production renouvelable (éolienne plus solaire) et un groupe diesel. Le système dispose aussi d'une batterie. Toutefois, celle-ci est exclusivement affectée à rendre acceptable par un groupe diesel, l'exigence de compensation des déficiences de la production renouvelable. Il y a bien sûr en plus un système d'électronique rapide qui analyse en continue la production renouvelable, commande l'effacement de celle qui est en excès, et coordonne les actions de la batterie et du groupe diesel.

L'algorithme II.a) s'attache dans l'ordre :

- 4) A injecter dans le réseau autant que possible de production électrique renouvelable (sans se préoccuper de questions de stabilité instantanée). Si la puissance renouvelable excède l'appel de puissance, on « efface » cette production d'une manière ou d'une autre.
- 5) A faire appel au groupe diesel pour équilibrer l'équation production = consommation quand l'étape ci-dessus ne le permet pas. Si on en restait à ce stade, les exigences imposées au groupe diesel seraient inacceptables. Ce seront les rôles de la batterie et du système électronique de fabriquer les conditions permettant un fonctionnement acceptable du groupe diesel.

Rappel :

- 1) comme notre unité de puissance est le kW et que notre unité temporelle est l'heure les gradients de puissance se mesurent en kW/h.
- 2) Notre étude porte sur les deux années 2013-14 soit 17 520 heures.

A2.a Gestion des gradients de puissance

Commençons par analyser la puissance consommée. Celle-ci est dessinée dans la figure A2.1

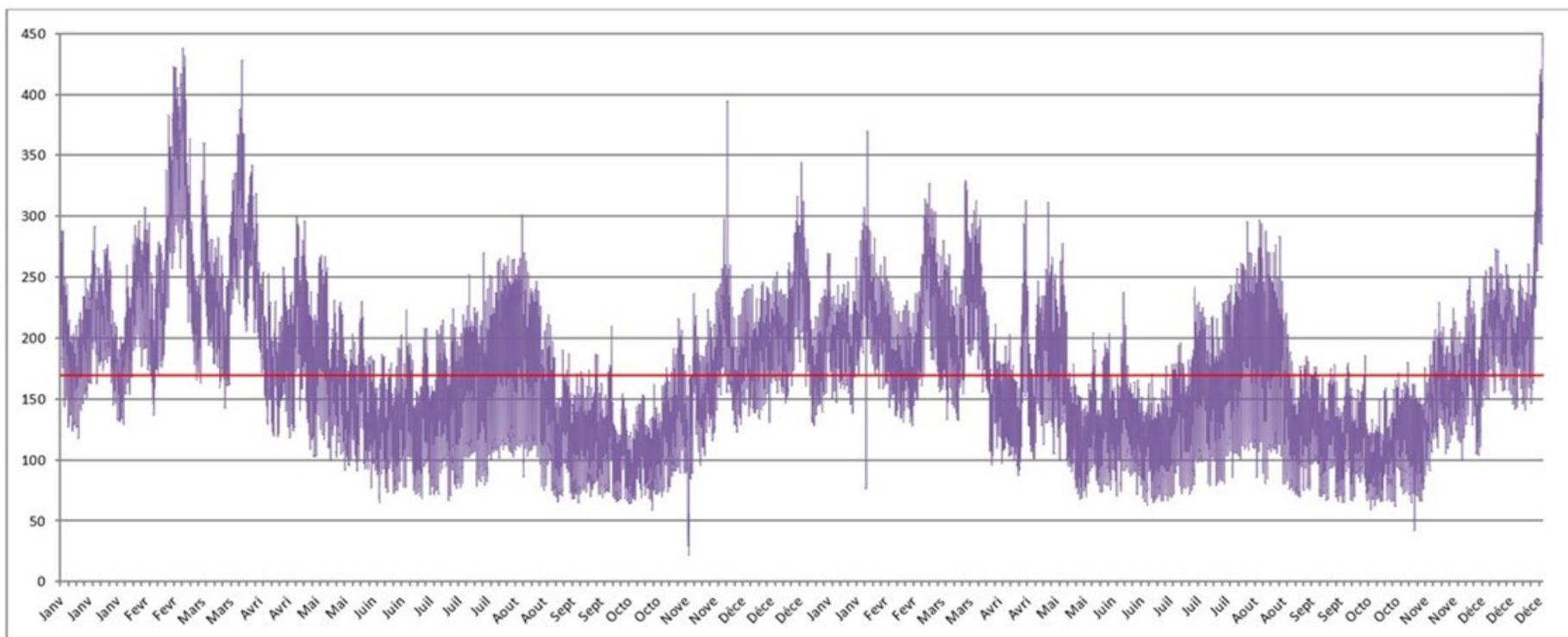


Figure A2.1) Evolution de la puissance consommée (kW) sur l'île pendant les années 2013-2014. La ligne horizontale rouge correspond à la valeur moyenne (169 kW). Données fournies par le site EDF îles du Ponant.

On constate que l'amplitude de variation journalière est de l'ordre de 70 kW et à peu près constante même lorsque les grands froids font grimper la consommation moyenne journalière. On observe aussi un petit nombre de pics isolés qui ne peuvent s'expliquer ni par une modification de l'activité humaine ni par les aléas climatiques. On peut envisager deux explications : a) une erreur dans le report des données réelles sur le site de EDF, b) un décrochage accidentel de puissance dans un sens ou dans un autre. L'analyse de la distribution des gradients de cette courbe (figure A2.2) permet effectivement de vérifier qu'il s'agit d'évènements exceptionnels.

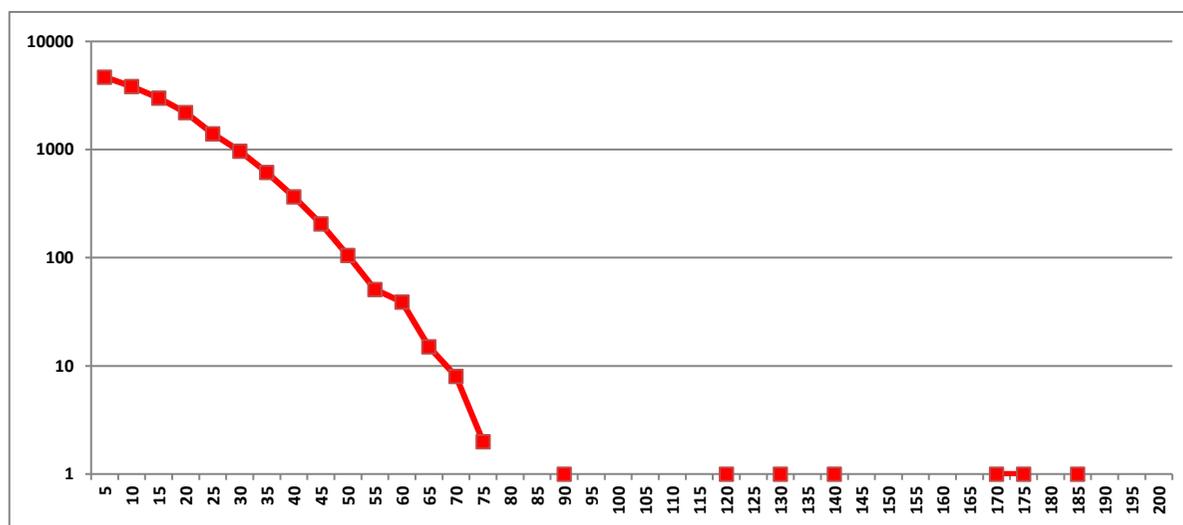


Figure A2.2 Nombre de gradients de la puissance consommée (axe vertical, échelle logarithmique) par intervalles de gradients de puissance. Les chiffres sur l'axe horizontal donnent en kW/h la valeur de la borne supérieure de l'intervalle. Par exemple la valeur 55 correspond à l'intervalle [50, 55] kW/h. Tous les intervalles ont une largeur de 5 kW/h. Le nombre total de gradients est 17519.

A l'exception de 7 évènements (soit réels ?, soit « coquilles » sur le site « îles du Ponant » ?), les groupes diesels qui actuellement alimentent l'île n'ont pas eu à gérer de gradients supérieurs à 75 kW/h. Ceci correspond à une variation horaire de puissance un peu supérieure à 10 % de la puissance de chacun des deux groupes diesel affectés à la consommation (2 x 330 kW). Sur l'île il y a aussi un troisième groupe diesel de 230 kW dit « de secours ».

Ce qui suit illustre le fonctionnement de l'algorithme II.b) utilisant l'appel de puissance de l'île de Sein pour les années 2013-14 ainsi que les productivités solaire et éolienne de la Bretagne pour ces deux mêmes années. On a supposé que la production renouvelable totale (éolienne + solaire) permettait de couvrir la moitié de la demande totale d'énergie électrique de l'île sur deux ans. Ceci correspond à ce que le texte appelle un Taux de Couverture renouvelable Brut (TCB) de 50 %. On a aussi supposé que dans la production énergétique renouvelable totale sur deux ans, les contributions solaire et éolienne sont égales. Dans ce cas le Taux de Couverture renouvelable Effectif (TCE) qui mesure la fraction d'énergie électrique renouvelable effectivement injectée dans le réseau n'est que de 44 %.

Dans le cadre du scénario II.a) la puissance que doivent livrer les groupes diesel pour combler les déficits de la production renouvelable est celle qui est dessinée en figure A2.3.

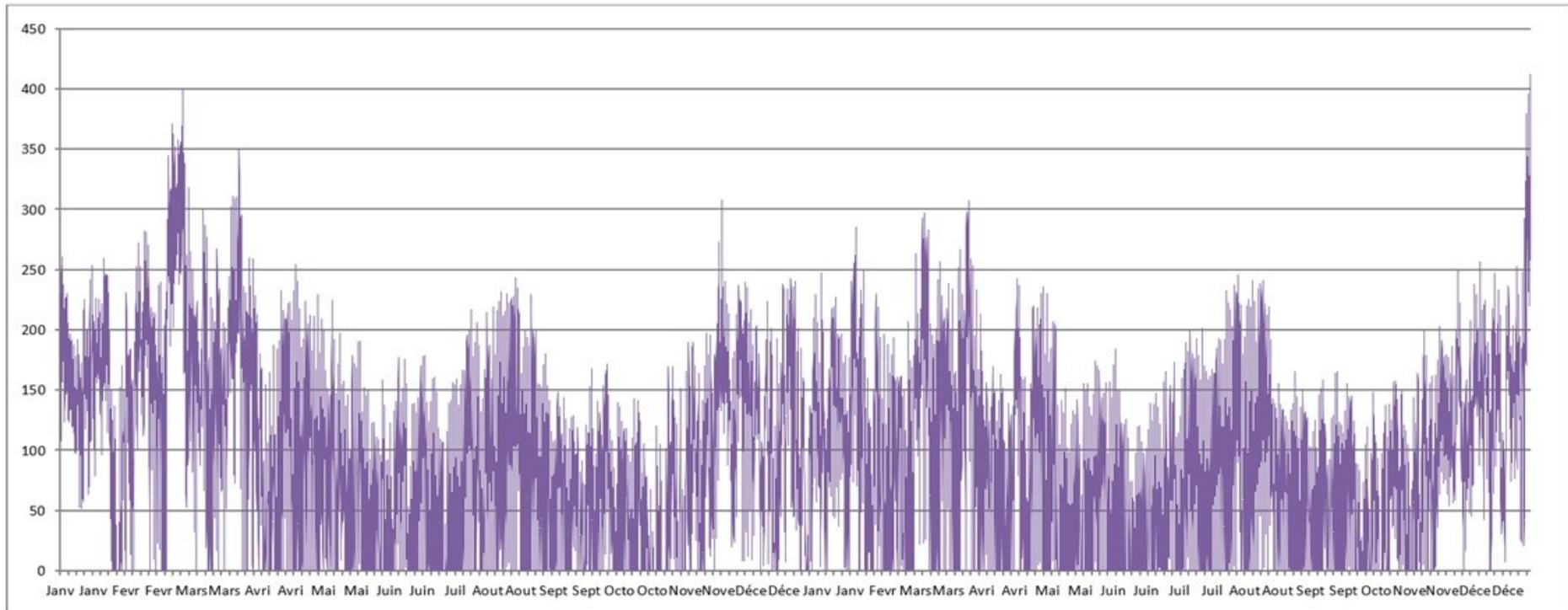


Figure A2.3) Evolution de la puissance (kW) que doivent fournir les groupes diesel dans le cadre du scénario II.a pour un TCB égal à 50 %.

Si, en moyenne, la puissance que doivent maintenant fournir les groupes diesel est inférieure à la valeur moyenne de 169 kW dessinée en figure 1 (la valeur moyenne associée à la distribution de la fig. A2.3 correspond à 66 % de cette valeur soit 111 kW), il leur est demandé de suivre des variations journalières de beaucoup plus grande amplitude. Une mesure de cette exigence nouvelle est fournie par la distribution de gradients de la courbe de la figure A2.3. La figure A2.4 montre cette distribution.

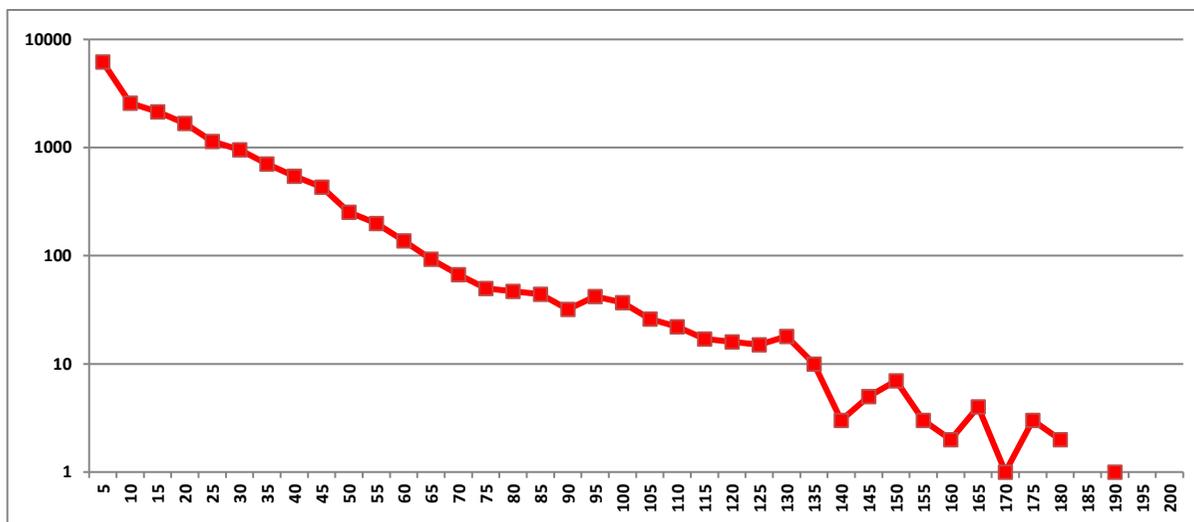


Figure A2.4 Nombre de gradients de la puissance que doivent fournir les groupes diesel dans le cadre du scénario II.a) (axe vertical, échelle logarithmique) par intervalles de gradients de puissance. Les chiffres sur l'axe horizontal donnent en kW/h la valeur de la borne supérieure de l'intervalle. Par exemple la valeur 55 correspond à l'intervalle [50, 55] kW/h. Tous les intervalles ont une largeur de 5 kW/h. Le nombre total de gradients est 17519.

Cette fois, des gradients supérieurs à 80 kW/h ne sont plus l'exception. Au lieu de 7 comme précédemment (figure A2.2), on en compte maintenant 310. Une telle distribution n'est certainement pas compatible avec les contraintes de fonctionnement de diesels « réels ». C'est là qu'interviennent la batterie et le système électronique. Si nous qualifions maintenant de « brute » la variation de puissance des groupes diesel associée aux figures A2.3 et A2.4, le rôle de la batterie sera de la transformer en une variation « lissée » dont la distribution de gradients correspondra plus à celle de la figure A2.2 qu'à celle de la figure A2.4.

Pour obtenir une variation « lissée » en partant de la courbe « brute » on peut, par exemple, sur cette dernière effectuer pour chaque heure, une moyenne des puissances « brutes » de cette heure et des heures voisines pondérée par une fonction de forme gaussienne. Ainsi, pour le mois de Janvier 2013, la figure A2.5 compare la courbe de puissance « brute » et sa version « lissée » en s'appuyant sur 7 heures (soit l'heure, trois avant et trois après).

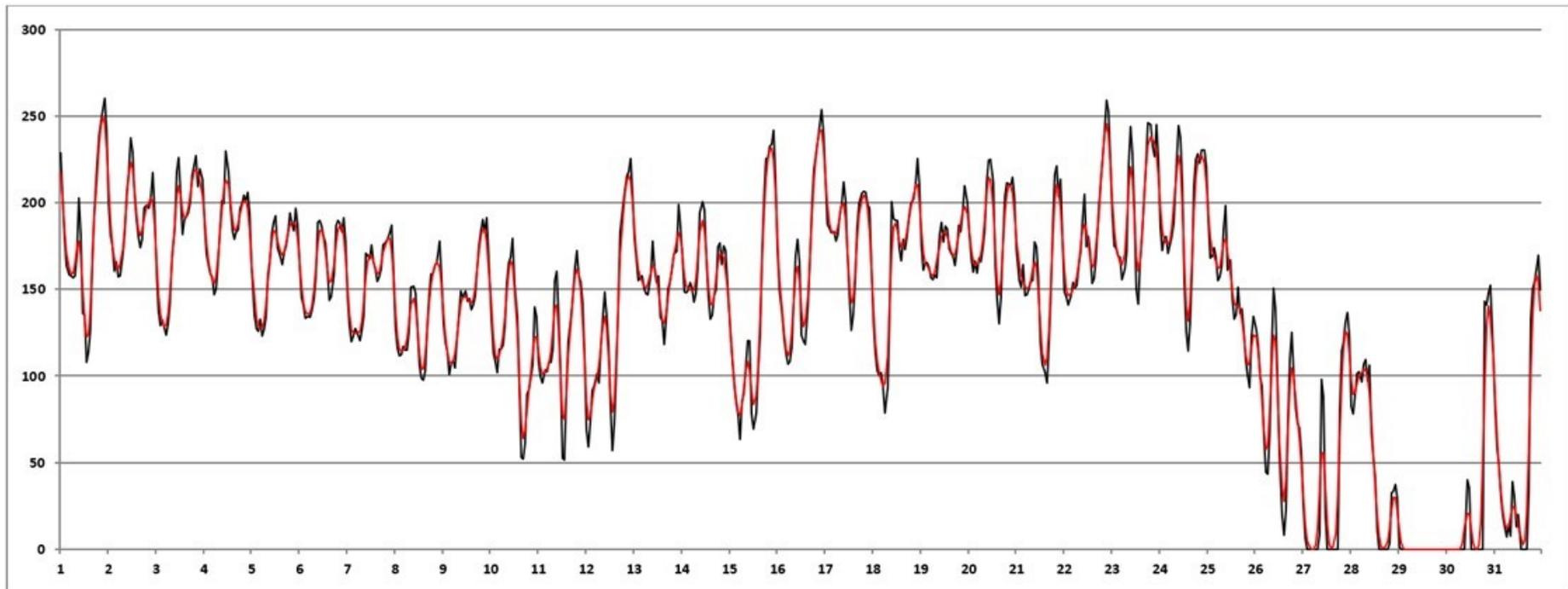


Figure A2.5 Pour un TCB de 50 %, évolution de la puissance (kW) « brute » (courbe noire) et « lissée » (courbe rouge) au moyen d'une distribution gaussienne utilisant chaque heure et 3 heures de part et d'autre pour le mois de Janvier 2013.

On voit alors quelle sera la tâche de la batterie. Dans tous les cas, les groupes diesel ne produiront que la puissance associée à la courbe rouge. Quand la courbe noire sera supérieure à la courbe rouge, ce sera à la batterie de fournir au réseau la différence. Dans le cas contraire, la batterie stockera l'énergie électrique associée à la différence.

Il nous faut maintenant vérifier que la tâche qui reste assignée au diesel (produire les puissances associées à la courbe rouge) correspond effectivement à un mode de fonctionnement acceptable. Si c'est le cas, ensuite, on étudiera ce que cela implique comme exigences pour les caractéristiques de la batterie (puissance et capacité).

La figure A2.6 montre la distribution de gradients associée à la courbe de puissance rouge.

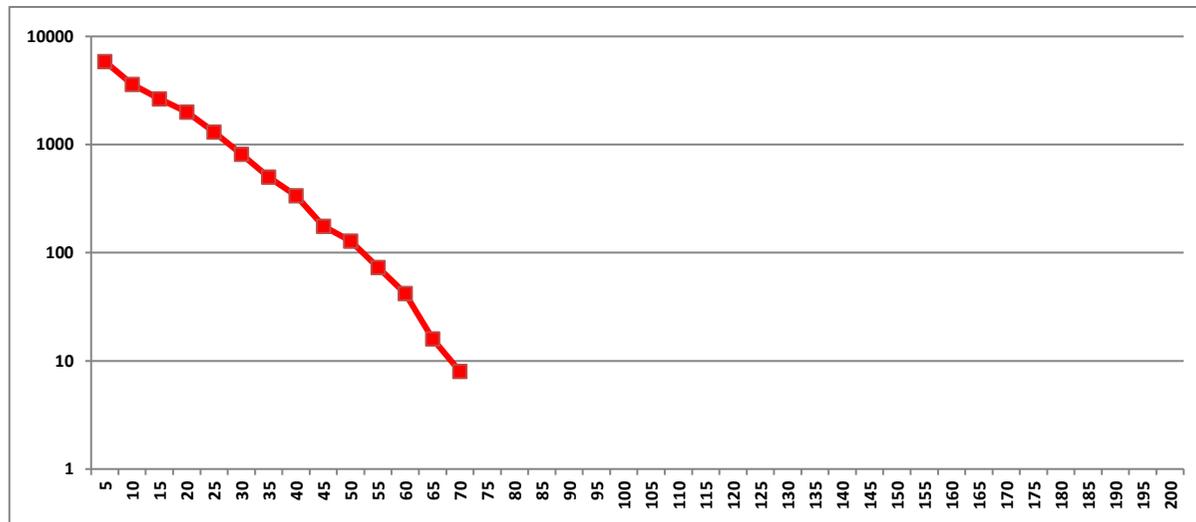


Figure A2.6 Nombre de gradients de la puissance « lissée » à 7 points que doivent fournir les groupes diesel (axe vertical, échelle logarithmique) par intervalles de gradients de puissance. L'échelle verticale est logarithmique. Les chiffres sur l'axe horizontal donnent en kW/h la valeur de la borne supérieure de l'intervalle. Par exemple la valeur 55 correspond à l'intervalle [50, 55] kW/h. Tous les intervalles ont une largeur de 5 kW/h. Le nombre total de gradients est 17519.

On constate qu'après lissage, il n'y a plus un seul gradient de valeur supérieure à 70 kW/h. la courbe est devenue très semblable à celle de la figure 2 pour tous les gradients inférieurs à 70 kW/h.

Si on se concentre sur la zone de gradient comprise entre 30 et 100 kW/h (figure A2.7), on constate bien que la courbe lissée à 7 points (courbe verte) est proche de la courbe rouge soit la distribution de gradients de l'appel de puissance. A titre d'illustration on a aussi dessiné la distribution obtenue par un lissage gaussien à 11 points. Il n'y a alors plus un seul gradient supérieur à 60 kW/h.

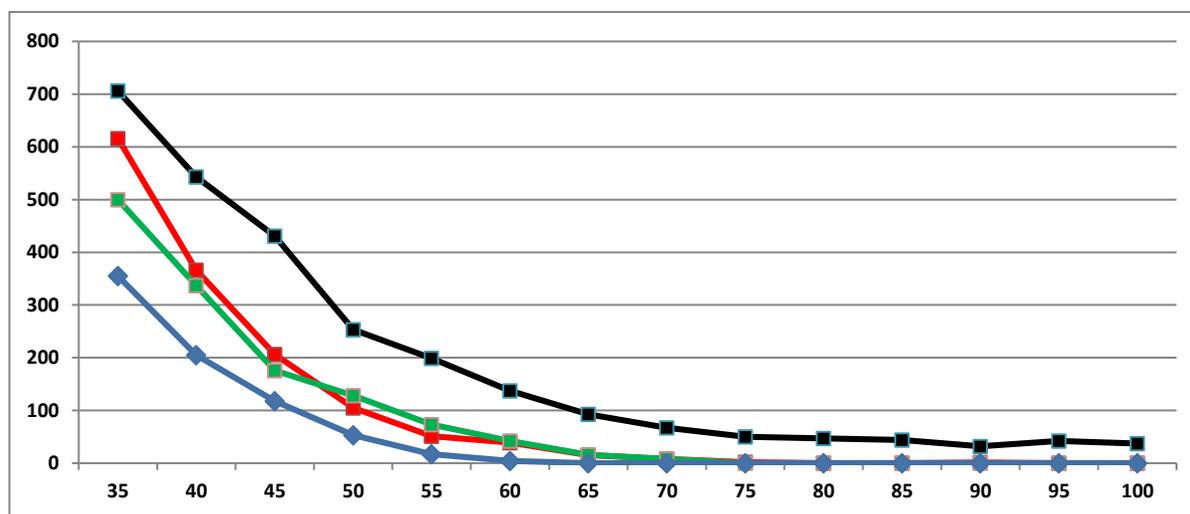


Figure A2.7 Nombre de gradients de la puissance que doivent fournir les groupes diesel (axe vertical, échelle linéaire) par intervalles de gradients de puissance. Les chiffres sur l'axe horizontal donnent en kW/h la valeur de la borne supérieure de l'intervalle. Par exemple la valeur 55 correspond à l'intervalle [50, 55] kW/h. Tous les intervalles ont une largeur de 5 kW/h. La courbe rouge correspond à la puissance consommée par l'île et donc produite par les groupes diesel aujourd'hui. La courbe noire correspond aux puissances diesel « brutes » telles que calculées par le scénario II.a). La courbe verte correspond à un lissage à 7 points et la courbe bleue à un lissage à 11 points.

Venons-en maintenant aux exigences que le lissage impose à la batterie. Nous étudions d'abord le lissage à 7 points dont on a vu qu'il conduit (au moins en termes de gradients de puissance) à des exigences similaires à celles qui pèsent aujourd'hui sur les groupes diesel.

En ce qui concerne la puissance, nous trouvons qu'elle ne dépasse jamais 100 kW à la décharge et 70 kW à la charge. Donc une batterie « symétrique » charge-décharge de 100 kW est suffisante.

Pour ce qui concerne la capacité, on peut par intégration de la courbe de différence suivre son évolution au cours du temps. Sur une période de deux ans, on trouve la courbe suivante :

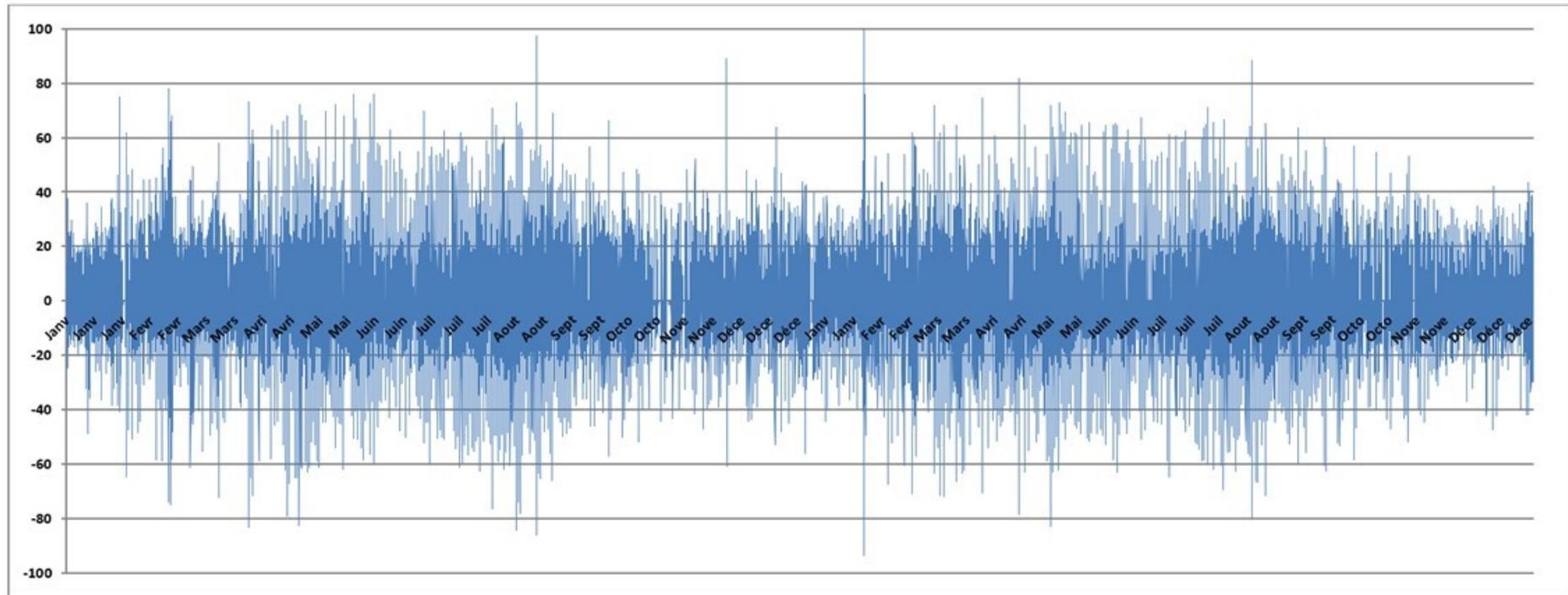


Figure A2.8 Evolution sur deux ans de la charge énergétique de la batterie (kWh) autour de sa charge moyenne (ici arbitrairement fixée à 0).

Dans la figure A2.8 l'état de charge énergétique moyen de la batterie a été choisi égal à 0. En pratique, puisqu'il n'existe pas d'état de charge énergétique négatif, il faudra le choisir de façon telle que la courbe de la figure A2.8 reste tout le temps au-dessus de zéro. A l'exception de quelques heures, la courbe ne sort pas de l'intervalle $[-80, 80]$ (kWh). On en déduit donc qu'une batterie de 160 kWh fonctionnant autour d'un état de charge énergétique moyen égal à 80 kWh devrait permettre le lissage à 7 points.

Si on considère le cumul de l'énergie électrique qui est sortie de la batterie durant le processus de lissage pendant les deux années, on trouve qu'il est de 71 MWh. Il y aura une perte de 10 % associée à cette utilisation de la batterie. Elle fera descendre le taux de couverture renouvelable efficace (TCE) de 0,2 %. Bien sûr il y aura aussi une perte énergétique supplémentaire associée à la consommation électrique du système électronique qui va en temps réel piloter la batterie, les diesels et effacer l'énergie électrique renouvelable en excès.

Comment évoluent les exigences sur la batterie lorsqu'on effectue un lissage à 11 points ? Un tel lissage améliore les conditions de fonctionnement des groupes diesel (figure A2.7, courbe bleue). A l'inverse, il va imposer plus d'exigences à la batterie. Ainsi on trouve que la puissance de la batterie doit être au moins de 110 kW et sa capacité de stockage de 200 kWh.

Pour conclure, on peut remarquer que l'algorithme de lissage à 7 points utilisé ici ne peut pas être celui qu'utilise un système électronique réel. En effet, pour calculer la valeur lissée de chaque heure, notre algorithme étant symétrique doit connaître la puissance renouvelable et l'appel de puissance à l'instant présent et aussi trois heures avant et trois heures après. Or, bien évidemment, le système électronique n'aura de connaissance sûre que du passé et du présent mais pas du futur. Celui-ci sera d'ailleurs difficile à prévoir pour une zone aussi restreinte tant en population (consommation) qu'en géographie (production renouvelable). En tout état de cause, il faudra construire un algorithme asymétrique et prendre des marges de sûreté supplémentaires tant pour la puissance que pour la capacité de la batterie.

A2.b Gestion de la puissance minimale fournie par les groupes diesel

Dans le chapitre I) nous avons repris une remarque inscrite dans la PPE par les ingénieurs : « le point critique de l'insertion des EnR sur les très petits systèmes îliens est lié à l'atteinte de la puissance minimale de bon fonctionnement des groupes diesel ... ce seuil varie entre 50 et 30% de la puissance maximale du moteur pour les centrales installées sur les ZNI Ponant » et, plus loin, concernant les 3 centrales « les creux de consommation, intervenant majoritairement l'été et l'intersaison pendant la nuit forcent les groupes à fonctionner en dessous de leur seuil de bon fonctionnement, ce qui entraîne des besoins de maintenance accrus, et une réduction de leur durée de vie ».

Aujourd'hui la production diesel de l'île repose sur deux groupes diesel de 330 kW chacun. Selon la remarque ci-dessus, il serait souhaitable que lorsqu'ils produisent de la puissance électrique, ce soit au moins au dessus de 1/3 de leur puissance nominale. La Figure A2.1) montre que dès aujourd'hui ce n'est pas le cas pour les journées et nuits de printemps et aussi durant les nuits d'été. L'injection des énergies électriques renouvelables ne fait qu'aggraver la situation. Presque la moitié du temps, les groupes diesel doivent alors livrer une puissance inférieure à 110 kW (figure A2.3) puisque la puissance moyenne est de 111 kW.

Plutôt que pour stocker des énergies électriques renouvelables, il est préférable d'envisager une utilisation des batteries pour soulager les diesels et assurer qu'ils fonctionnent toujours en fournissant des puissances supérieures à 1/3 de leur puissance nominale soit 110 kW. On tient aussi compte de ce que, pour une faible consommation de fuel, il est possible de maintenir les groupes diesels en mode « stand-by ». Dans ce mode, ils n'injectent pas d'électricité dans le réseau, ne se fatiguent pas, mais peuvent par contre être sollicités rapidement et fournir de l'inertie stabilisatrice au réseau.

Compte tenu de l'existence des deux diesels de 330 kW et cette valeur de 1/3 de la puissance nominale, les deux seuils inférieurs de puissance intéressants sont 220 kW et surtout 110 kW. Dans ces conditions il apparaît que la disponibilité d'une batterie de 110 kW de puissance au moins et par exemple de 110 kWh de capacité permet de résoudre le problème.

En effet, considérons d'abord le seuil de puissance 110 kW. On a déjà arrêté complètement (ou mis en stand-by) un des deux diesel. Supposons alors que pendant une certaine période (plusieurs heures de suite par exemple, ce qui est le cas le plus exigeant) la puissance $p(t)$ qu'on attendrait du diesel restant, à chaque instant t , pour assurer la stabilité du réseau vérifie l'inégalité $p(t) < 110$ kW. On choisit alors de remplacer sa production par celle d'une batterie. Pour illustrer la méthode, prenons $p(t)=55$ kW (constant). En effet cela ne change rien à l'idée de base mais évite d'écrire des équations avec des intégrales.

Dès que le seuil de 110 kW est atteint, on place le diesel en standby et on lance la batterie (supposée chargée) pour prendre sa place en soutien du réseau. Le contenu énergétique de cette dernière baisse alors continûment et, pour le cas numérique choisi, atteint zéro au bout de deux heures. A ce moment, on redémarre le diesel qui était en stand-by (ou l'autre d'ailleurs s'il est aussi dans ce mode) avec une puissance de 165 kW ($165=110+55$). On utilise 110 kW pour recharger la batterie et 55 kW pour alimenter le réseau au niveau que celui-ci attend. Au bout d'une heure, la batterie est complètement rechargée, on arrête le diesel en le remplaçant en mode « stand by » et on redemande à la batterie de prendre le relais au niveau de 55 kW et ainsi de suite.

Pour le seuil de 220 kW on a encore plus de souplesse puisque, entre 330 kW et 220 kW, on peut fonctionner avec la batterie plus un ou deux diesels. En fait les options de gestion sont alors en nombre infini.

Le point qualitatif essentiel qui différencie l'usage de cette batterie des précédents discutés dans cet article est que lorsqu'on recharge la batterie ce n'est pas avec de l'énergie électrique renouvelable incontrôlable mais avec de l'énergie électrique fournie de façon pilotable par les groupes diesel. Ce sont eux qui replacent la batterie dans son état de charge maximal. On dispose donc d'une grande souplesse dans le choix des stratégies.

L'illustration numérique ci-dessus suppose qu'on recharge la batterie le plus vite possible (à 110 kW de puissance) mais on peut bien sûr envisager des recharges plus lentes à condition de s'assurer que le diesel produise plus de 110 kW. Comme dit plus haut, on peut aussi faire alterner la tâche de recharge par les deux diesels à tour de rôle. Pour s'assurer d'une réserve énergétique de sécurité, on peut aussi choisir de ne jamais vider complètement la batterie. Comme tout le processus repose sur une énergie pilotable on peut aussi imposer à volonté des rampes de puissance tant pour le décrochage du diesel au seuil de 110 kW que pour le redémarrage au niveau (par exemple) de 165 kW.

Hors toute production d'énergie électrique renouvelable, on peut dès aujourd'hui envisager un tel mode de fonctionnement pour soulager les groupes diesels de l'île au printemps et en automne quand l'appel de puissance passe sous les 110 kW. Cela deviendra une obligation si on s'obstine à vouloir implémenter la PPE.

Evidemment, faire passer une partie de l'énergie par une batterie, conduit à des pertes associées à l'opération stockage-déstockage donc à une augmentation de la consommation de carburant (et d'émissions CO₂) puisque ce sont les groupes diesel qui rechargent la batterie. Toutefois, il n'est pas sûr que cette surconsommation soit supérieure à celle qui résulte aujourd'hui de la perte d'efficacité d'un diesel forcé de fonctionner à moins de 1/3 de sa puissance nominale.

Il serait possible d'inclure cette option de stockage dans le code numérique actuel. Toutefois, il faudrait alors décider des valeurs de paramètres comme les seuils de puissance, de charge, les rampes de puissance acceptables pour les groupes diesel ou le temps minimal de standby d'un diesel avant redémarrage.