

El Hierro, une île à l'électricité 100% renouvelable ?Hubert Flocard¹

Sauvons Le Climat

**Résumé**

Cet été, les médias ont fait abondamment état de ce que l'île d'El Hierro, dans les Canaries, bénéficiait désormais d'un mix électrique 100% renouvelable. En fait cette annonce ne s'appuyait, en tout et pour tout, que sur deux heures de fonctionnement de l'installation Gorona del Viento (GdV). Le 9 Août, une brève démonstration conforme à l'objectif annoncé dans le document projet a été réalisée. Enthousiaste, au nom du Syndicat des Energies Renouvelables, Ségolène Royal, la ministre de l'environnement et de l'énergie français, récompensait aussitôt le projet.

Quel est le constat global aujourd'hui, pour cette installation inaugurée en Juin 2014 ? Un investissement financier considérable, s'appuyant à 43 % sur des subventions publiques espagnoles et européennes et conduisant à un système complexe avec plus de 34 MW de puissance installée (diesel, éoliennes et station de transfert d'énergie par pompage pour un tiers chacun) sur une île dont le besoin électrique maximal n'est que de 7.6 MW, soit quatre fois moins.

GdV qui n'a quasiment rien produit pendant toute une année s'est réveillé à la fin Juin 2015. La réalité des performances après six mois d'une exploitation véritable sur la seconde partie de 2015 est la suivante: pour les trois mois les plus favorables, car les plus ventés de fin juin à fin septembre, la contribution renouvelable a été inférieure à 42 %. Sur une demi année, le résultat est encore plus décevant avec seulement 30 % de couverture renouvelable. Pendant 13 % du temps, la consommation électrique a dû être intégralement assurée par la centrale diesel. En fait, compte tenu de la production éolienne et de la consommation électrique, même si tous les efforts avaient été tentés pour atteindre la meilleure couverture renouvelable possible, celle-ci n'aurait pas pu dépasser 46,3 %.

Qu'est ce qui explique des performances aussi modestes au regard des objectifs affichés, conduisant à un coût considérable du MWh produit par GdV puisque, pour 2015, il va s'élever à environ quatre fois le prix du MWh que fournit la centrale diesel et entraînant un coût du CO₂ évité de plus de 1000 €/tonne ? Nous avons identifié deux causes : d'une part les limitations de la production éolienne qui soit, en été, est trop forte pour les capacités hydrauliques de l'installation, soit à d'autres moments est quasi inexistante ; d'autre part le contrat que l'état espagnol a accepté de signer avec le consortium financeur à 57 % du coût de GdV, un contrat qui ne privilégie pas la recherche des performances environnementales optimales.

En bref, des annonces irréalistes, des médias crédules, une gestion publique déplorable et un demi-succès technique très onéreux pour le citoyen espagnol.

¹ hubert.flocard@gmail.com

I) Résumé des données et des principaux résultats de l'étude

- Sur l'île El-Hierro (~10 000 habitants), en 2015, la consommation en énergie électrique a été de 44,3 GWh. Ceci correspond à une puissance moyenne de 5,1 MW avec des pics de consommation pouvant monter jusqu'à 7,6 MW.
- Avant le démarrage de l'installation Gorona del Viento (GdV), la satisfaction de cette consommation électrique ainsi que la stabilité du réseau étaient assurées par la centrale diesel de Llanos Blancos. Celle-ci est modulaire, avec plusieurs turbines de puissance comprise entre 0,8 et 1,9 MW. La puissance installée totale est supérieure à 11,2 MW et l'efficacité de thermique à électrique de l'ordre de 36 %. Cette centrale vend au réseau espagnol l'énergie qu'elle produit à un prix de l'ordre de 200 €/MWh.
- **Le projet GdV a coûté 82 M€ dont seuls 46 M€ correspondent à un investissement par les membres du consortium GdV. Le reste provient de subventions régionale, nationale et européenne.** Deux des partenaires du consortium sont le conseil (Cabildo) qui gère l'île (60 %) et un institut technique régional (10 %). Le dernier partenaire (30 %) est le producteur électrique ENDESA (une filiale de l'italien ENEL)². ENDESA possède et gère la centrale de Llanos Blancos.
- Grâce à GdV, son **parc éolien de 11,5 MW** et son ensemble de **quatre turbines hydroélectriques totalisant 11,32 MW**, la puissance installée sur l'île excède la puissance de consommation moyenne d'un facteur supérieur à 6 et la puissance de pointe d'un facteur supérieur à 4.
- GdV a seulement commencé à véritablement fonctionner à la fin du mois de Juin 2015. L'année écoulée depuis son inauguration (Juin 2014) semble avoir été employée à remplir les réservoirs d'eau douce et à effectuer des tests.
- **Pour les six mois écoulés depuis le 1^{er} Juillet 2015, la fraction de couverture renouvelable de la consommation électrique de l'île assurée par GdV a été de 30,2 %. A l'exception de deux heures très médiatisées le 9 Aout, la stabilité du réseau a été assurée par la centrale diesel. Pour 99,2 % du temps, celle-ci a fourni au minimum 25 % de la puissance consommée. Sur les 184 jours considérés, la consommation a été entièrement couverte par la production diesel pour un temps global équivalent de plus de 24 jours³.**
- Pendant la période ventée (Juillet, Aout), il a été nécessaire de limiter la puissance livrée par la ferme éolienne car elle aurait pu dépasser la somme de la puissance consommée (~5 MW en moyenne) et de celle des pompes (6 MW). Au contraire pendant l'automne, des épisodes sans vent durant au moins deux jours ont pu être observés. Etant donné la petite taille du réservoir inférieur, ce simple fait assure que GdV ne sera jamais en mesure de couvrir 100 % de la consommation électrique annuelle.
- **Même avec GdV, l'île ne pourra se passer d'une centrale à combustible fossile comme Llanos Blancos en mesure de couvrir les pics de puissance consommée. De plus, comme cette centrale devra être disponible en permanence, il n'y aura pas de gains sur ses coûts de maintenance et d'exploitation. Les seules économies se feront sur le combustible diesel.** La question du modèle économique d'une telle centrale va se poser.
- La production éolienne estivale (Juillet, Aout et Septembre) a été si forte que la fraction d'énergie éolienne détournée vers GdV a été suffisante pour pomper au moins 11 fois le volume du réservoir inférieur. Par ailleurs, seuls ~20 % de l'eau pompée ont été renvoyés au réservoir inférieur pour produire de l'électricité hydraulique. Etant donné la capacité globale des usines de désalination de l'île, on peut estimer qu'au minimum 60 % de l'eau pompée a circulé de haut en bas, puis de bas en haut, en un manège inutile sans produire la moindre électricité.
- A aucun moment sur une demi-année, on n'a utilisé plus de 30 % de la puissance hydroélectrique installée. Pendant l'automne, pendant presque tous les brefs moments de production, la puissance hydraulique été inférieure à 0,5 MW c'est-à-dire moins de 20 % de la puissance nominale de chacune des quatre turbines Pelton.

² Il semble que récemment cette répartition initiale ait été modifiée de sorte que le Cabildo possèderait maintenant les deux tiers des parts de GdV alors qu'ENDESA aurait abaissé sa participation à 23 %.

³ En fait après sept mois d'exploitation (avec Janvier 2016 inclus) la fraction renouvelable a encore décliné. Elle s'établit maintenant à 29,1 %. Par ailleurs sur 215 jours, la contribution du diesel a été inférieure à 1 % pendant 0,35 % du temps et supérieure à 99 % pendant 13,5 % du temps. De toute façon, sur ces sept mois, la fraction renouvelable optimale ne dépassait pas 44,4 %. En note 25, nous évoquons aussi un nouvel « exploit » aussi bien médiatisé que celui du 9 Aout 2015 qui a été réalisé le Dimanche 31 Janvier 2016.

- On peut montrer que compte tenu de la production de la ferme éolienne pendant les six derniers mois de 2015, la fraction renouvelable n'aurait pas pu dépasser 46,3 %. Si on suppose que pour des raisons de stabilité du réseau, une fraction de l'ordre de 25 % de la consommation devait être couverte en permanence par des systèmes disposant des capacités inertielles des turbines diesel ou hydroélectrique, la fraction renouvelable maximale aurait nécessairement été inférieure à 45 %.
- Comme ces résultats optimaux ne sont obtenus que si toute la puissance éolienne est utilisée pour produire de l'énergie, soit en étant directement injectée dans le réseau, soit en y revenant après être passée par les pompes et les turbines, ces valeurs optimales ne seront pas atteintes s'il est décidé qu'une fraction de l'énergie éolienne envoyée à GdV soit utilisée pour pomper de l'eau pour des besoins comme l'irrigation.
- Selon des publications récentes, GdV devrait toucher un revenu de ~7 M€ pour son activité 2015. Ceci place le coût du kWh électrique produit par GdV à 800 €/MWh en 2015 et met le coût de la tonne de CO₂ évitée à plus de 1050 €.
- Le contrat que le consortium a signé avec le gouvernement espagnol ne récompense pas beaucoup financièrement GdV pour sa production électrique et donc ne l'encourage pas à atteindre la fraction renouvelable maximale. Il décourage même la production par les turbines hydrauliques puisque celles-ci sont au moins autant payées quand elles sont à l'arrêt que quand elles fonctionnent.
- Tous ces résultats sont bien sûr connus des ingénieurs travaillant à GdV. En fait, ils avaient été prédits avec une bonne précision et annoncés publiquement avant même l'inauguration de GdV par des ingénieurs ayant travaillé à la réalisation de ce projet.

II) Introduction

Wind-hydro power, Gorona del Viento



Fig.1 Implantation du système de production électrique de Gorona del Viento. La figure ne montre pas la centrale diesel de Llanos Blancos située près de la côte au voisinage de la station de pompage.

Sur l'île El-Hierro, la Région de l'archipel des Canaries, le gouvernement espagnol et l'Union Européenne ont fourni un soutien financier à l'implantation, par le consortium Gorona del Viento (GdV), d'un système de production électrique très original. Utilisant, les caractéristiques topographiques et météorologiques spécifiques de El-Hierro (île volcanique avec une caldeira située dans la zone des vents alizés) GdV couple une ferme éolienne à un système hydroélectrique qui comprend deux réservoirs de stockage d'eau reliés par deux aqueducs, une station de pompage et une centrale hydroélectrique (Fig. 1).

L'été dernier, dans le monde entier, El-Hierro a fait les titres avec des articles tels que celui-ci extrait de El Pais (20 Aout)⁴.

« Il y a huit mois, une délégation des îles Seychelles a visité El-Hierro avec un objectif : en apprendre plus sur Gorona del Viento épice d'un projet qui aspire à l'autosuffisance pour la fourniture de lumière et eau à partir de sources entièrement renouvelables. Si ces importants visiteurs de l'archipel de l'océan indien revenaient dans les Canaries, ils pourraient vérifier qu'en effet le miracle a eu lieu. Sur le calendrier de El-Hierro, on se souviendra du 9 Aout comme d'une date historique. Ce jour-là, la centrale hydroélectrique a pu couvrir toute la consommation des 10 000 habitants de l'île sans faire appel au pétrole. Bien que cela n'ait duré que 4 heures, la durée a été suffisante pour démontrer que l'idée conçue il y a plusieurs décennies n'était pas un rêve. »

Depuis, dans les journaux, les web-posts et les programmes TV, El-Hierro a été présenté comme l'annonciatrice d'un nouveau paradigme pour la production électrique dans le monde.

Considérons par exemple les publications récentes. Le 26 Décembre, dans un article du média « Universo Canarias »⁵, sous le titre « Grâce à Gorona del Viento la fumée a disparu sur El-Hierro » (qui doit être compris comme signifiant qu'il n'y a plus de fumée émise par la centrale diesel) on cite M Sanchez le vice-président du Cabildo de El-Hierro, le partenaire principal du consortium GdV, comme affirmant que « la production hydro + vent a atteint une moyenne annuelle de 50 % sur l'île ».

En fait, le 2 janvier 2016, dans un article du journal local « El Dia », sous le titre « La centrale de Gorona del Viento surpasse les meilleures prévisions »⁶ on annonce des performances plus modestes. Cette fois-ci il est écrit que la fraction de production hydro-éolienne n'a été que de 30 % sur les six derniers mois et a atteint des niveaux entre 49 % et 55 % seulement pour les mois de Juillet et Aout. L'article n'indique pas où on peut trouver « les meilleures prévisions » et « l'autosuffisance électrique à 100 % » n'est plus mentionnée que comme un but pour le futur (« con vistas »).

Dans un autre document publié à Noël par « Universo Canarias » sous le titre « Gorona del Viento gonfle à bloc ses voiles sur El-Hierro »⁷, il nous est dit que les partenaires de GdV sont : le gouvernement d'El-Hierro (60 %), un institut technique de l'archipel (10 %) et la compagnie électrique ENDESA (30 %) (voir aussi note 2). Il est aussi écrit que GdV permettra un jour d'éviter l'émission de 29 222 tCO₂/an. Finalement, dans ce texte on annonce pour le futur une production annuelle de 30 GWh qui, selon l'article, devrait correspondre à une fraction renouvelable de 75 %. La cohérence de ces chiffres avec les informations fournies par le réseau espagnol sera discutée dans la Sec. VIII.

Dans le même média, l'article « Gorona del Viento : un filon de millionnaire » (12 Décembre 2015)⁸ nous précise que le projet a coûté 82 M€ dont seulement 46,03 M€ correspondent à un investissement du consortium, le reste (35,97 M€) étant une subvention régionale, nationale et européenne. L'article indique aussi que le consortium s'attend à recevoir ~1 M€ pour la presque demi-année d'exploitation en 2014 et ~7 M€ pour l'ensemble de l'année 2015. Par ailleurs, selon le texte, ces sommes importantes ne correspondent pas au prix payé pour l'énergie que GdV a livrée au réseau de l'île. Cette énergie serait seulement payée 11 187 € pour l'année 2014 et 118 138 € pour l'année 2015.

Dans la dernière section de ce travail, à partir d'une analyse du contrat signé entre le consortium GdV et l'état espagnol⁹ nous expliquons pourquoi l'énergie produite ne correspond qu'à quelques pourcents de la somme totale que GdV va recevoir et aussi comment les termes du contrat expliquent pour partie la gestion de l'installation que, grâce aux données fournies par le réseau espagnol, nous décrivons dans les sections IV à VII.

⁴ http://elpais.com/elpais/2015/08/20/opinion/1440090526_582046.html

⁵ <http://www.universocanario.com/siete-islas/el-hierro/presidente-del-cabildo-de-el-hierro/cabildo-de-el-hierro/en-el-hierro/el-humo-se-acaba/con-la-gorona-del-viento/juan-pedro-sanchez/357064>. On notera que le chiffre de 50 % donné par M Sanchez contredit le titre et aussi que selon une technique médiatique usuelle le texte de l'article est moins affirmatif que le titre et dit seulement que « la fumée est en train de disparaître » («... se está acabando» au lieu de «... se acaba»).

⁶ <http://eldia.es/canarias/2016-01-02/22-Central-Gorona-Viento-supera-mejores-previsiones.htm>

⁷ <http://www.universocanario.com/siete-islas/el-hierro/el-hierro/gorona-del-viento-/sopla-toda-vela-/357013>

⁸ <http://www.universocanario.com/siete-islas/el-hierro/el-hierro/la-gorona-del-viento-/un-filon-millonario/356322>

⁹ « Boletín Oficial del Estado », N°230, Sec.I, p. 77325, 25/09/2013, 9944, Orden IET/1711/2013.

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-9944

Quoiqu'il en soit, en 2015, le gouvernement local et le consortium GdV ont reçu prix et distinctions officielles en Espagne¹⁰ et à l'étranger (le prix du Syndicat des Energies Renouvelables des mains de Mme Royal ministre français de l'environnement et de l'énergie)¹¹. Il est clair que GdV est un projet expérimental qui attire à lui une couverture médiatique à la tonalité très positive.

En effet, il mérite bien qu'on l'étudie de près compte tenu des difficultés rencontrées par de nombreux pays du tiers monde et même des pays émergents à fournir à leur citoyens l'électricité qui leur est si nécessaire. De plus, même dans des pays développés la notion d'autosuffisance électrique à partir de sources exclusivement renouvelables est quelquefois présentée comme un but réalisable dans un futur pas trop éloigné et ce non seulement par des associations écologiques mais aussi par des agences officielles¹².

Puisque répondre à la question du titre de cet article par un « Non » ne nous prendra qu'un paragraphe de la Sect. IV, ce travail s'attache plutôt à analyser la façon dont GdV a fonctionné dans le passé récent, puis à déterminer quelle meilleure performance au regard de l'objectif annoncé d'« autosuffisance électrique 100 %-renouvelable » il aurait pu atteindre, compte tenu du vent qui a soufflé sur l'île et finalement ce qui explique pourquoi le consortium GdV a consacré si peu d'efforts à s'approcher de cette performance optimale.

III) Caractéristiques de Gorona del Viento ainsi que des systèmes de production d'électricité et d'eau de El-Hierro

Gorona del Viento produit de l'énergie au moyen d'une ferme éolienne comprenant 5 turbines (Enercon E-70, 2,3 MW) pour une puissance installée totale de 11.5 MW.

Mais la caractéristique originale de GdV tient à sa composante hydroélectrique qui est annoncée comme devant fournir le stockage énergétique nécessaire à la compensation d'une production éolienne à la fois fluctuante et désynchronisée des besoins en électricité des habitants. Comme nous allons le voir ces turbines hydrauliques doivent aussi contribuer à la stabilité du système électrique de l'île.

GdV utilise de l'eau douce plutôt que de l'eau salée pour des raisons à la fois écologiques et économiques. En effet toute fuite dans un réservoir d'eau salée en altitude peut conduire à une pollution des terres et des nappes phréatiques¹³. Sur El-Hierro, les puits dans les nappes jouent un rôle important pour le système d'irrigation : chaque année ils fournissent plus de un demi-million de m³. De plus l'utilisation d'eau douce ouvre en principe une autre option d'utilisation pour GdV : une partie de l'eau pompée dans le réservoir supérieur pourrait être utilisée pour alimenter par gravitation le système d'irrigation de l'île.

Le volume du réservoir inférieur¹⁴ est de 150 000 m³ alors que celui du réservoir supérieur¹⁵ est de 380 000 m³. Etant donné la différence d'altitude ($h=655\text{m}$), la capacité énergétique mécanique ($E_{\text{mec}} = m \cdot g \cdot h$) du réservoir inférieur est de 267 MWh. En pratique, les effets de marnage devraient réduire cette valeur. Pour cette raison nous estimons que 230 MWh est une valeur plus vraisemblable de l'énergie mécanique disponible pour le stockage.

Les réservoirs sont connectés par deux aqueducs¹⁶ de sorte qu'il est possible de pomper de l'eau tout en laissant simultanément de l'eau s'écouler vers les turbines.

¹⁰ <http://prensa.elhierro.es/2015/11/25/el-hierro-premio-verde-2015/> et

<http://www.elhierrodigital.es/inicio/elhierro/item/4269-el-hierro-galardonada-con-el-premio-ones-mediterrania-2016>

¹¹ <http://www.enr.fr/actualite/113/Madame-Segolene-ROYAL-remet-le-12e-trophee-des-energies-renouvelables-a-Monsieur-Alpidio-ARMAS>

¹² Par exemple par le Fraunhofer Institut en Allemagne ou l'agence gouvernementale environnementale française ADEME.

¹³ Sans compter le travail de maintenance continu pour éviter que le réservoir supérieur ne se transforme en un lac de saumure par suite de l'intense évaporation dans un climat tropical venté.

¹⁴ "Lower reservoir : located in the vicinity of the "Llanos Blancos" plant, storage capacity 150 000 m³, rockfill dam with maximum height 23 m, 15 m of maximum water level with a maximum elevation of 56 m above sea level, 2 mm HDPE geomembrane for waterproofing, repairable under water."

¹⁵ "Upper reservoir: Located at the "La Caldera" crater, maximum capacity of 379 634 m³, 12 m of maximum water level with maximum elevation of 709.5 m above sea level, 2mm high-density polyethylene (HPDE) geomembrane for water proofing, repairable under water."

¹⁶ "Penstocks: two, one 800 mm in diameter and 3015m long for the pumping system and the other 1 m diameter and 2350m long for generation, both made of S355NL steel and running in parallel through a 530 m long gallery, pumping suctions from the lower reservoir through a S355NL steel penstock encased in concrete that is 1 m in diameter and 188 m long."

La station de pompage a une puissance totale de 6 MW¹⁷ alors que la puissance des turbines de la centrale hydraulique se monte à 11,32 MW¹⁸.

De l'information qui nous est disponible, nous estimons qu'il faut dépenser 1,18 MWh d'énergie éolienne pour élever 1 MWh d'énergie mécanique¹⁹ et que dans l'autre sens, il faut utiliser 1,18 MWh d'énergie mécanique pour produire 1 MWh d'hydroélectricité. De ce fait nous estimons que la production de 1 MWh hydroélectrique nécessite l'apport de $(1,18)^2 = 1,4$ MWh d'énergie électrique éolienne aux pompes. Ceci correspond à une perte de 29 % ($1/1,4 = 0,71$).

Par ailleurs, en plus de GdV, l'approvisionnement de l'île peut s'appuyer sur une centrale diesel de plus de 11,2 MW située à Llanos Blancos²⁰. C'est la compagnie ENDESA, par ailleurs membre de GdV à la hauteur de 30 % (voir note 2) qui possède et gère cette centrale thermique.

La croissance de la population, de l'agriculture et de l'économie touristique de El-Hierro n'aurait pas été possible seulement à partir de l'eau extraite des nappes phréatiques. Celle-ci correspond à une production moyenne de 1500 m³/jour. Cette ressource naturelle est maintenant complétée par la production de plusieurs usines de désalination implantées en au moins trois sites. Selon un document de Novembre 2013, en 2015, la capacité maximale de l'ensemble des usines devrait s'élever à 8750 m³/jour²¹. Le même document mentionne que ce chiffre tient compte d'une extension de l'usine de Cangrejo pour 2400 m³/jour en prévision du démarrage de GdV. Finalement, le volume annuel attendu pour la production des usines en 2015 (1 400 000 m³) nous indique que leur facteur de charge moyen est approximativement 0,5.

IV) Données REE, Première année d'exploitation de Gorona del Viento et réponse à la question du titre

Sur son site le gestionnaire du réseau espagnol REE (*Red Eléctrica d'España*) fournit une information sur la consommation électrique et les trois productions électriques (diesel, éolien, hydraulique) avec une résolution temporelle de 10²². En fait seuls trois jeux de données sont indépendants car on vérifie qu'à tout instant la consommation est égale à la somme des trois productions (somme algébrique puisque la colonne « *hidráulica* » est négative quand une fraction de la puissance éolienne n'est pas utilisée pour une injection directe dans le réseau mais envoyée à GdV pour pomper de l'eau). En fait, « *hidraulica* » ne fournit qu'une information incomplète sur le fonctionnement de la composante hydraulique de GdV. En effet, elle combine en un seul chiffre la consommation électrique des pompes P et la production électrique des turbines H par l'équation « $H - P = \text{hidraulica}$ ». Ce chiffre est donc positif si la production des turbines domine et vice-versa quand elle négative.

Les fichiers de données REE ont aussi des colonnes qui correspondent à d'autres types de production et en particulier à « *Solar fotovoltaica* ». Pour el-Hierro, ces colonnes sont toujours vides. Il semble donc que la production solaire photovoltaïque de l'île (il y en a) n'est soit pas injectée au réseau, soit indisponible lorsque REE prépare ses fichiers.

GdV a été inauguré en Juin 2014. La figure 2 montre la façon dont la consommation (enveloppe supérieure de la zone colorée : jaune surmontée de vert) a été couverte de Juin 2014 à Aout 2015. La puissance consommée oscille autour de 5 MW. Avant Juin 2015, elle est presque entièrement couverte par la production de la centrale diesel. En utilisant les données REE de la figure 2, R. Andrews²³ a calculé que, sur

¹⁷ "Pumping plant : contains two 1.5 MW pump sets driven by 1500/500 kW power regulators and six 500 kW pump sets ; installed in a new building. "

¹⁸ "Hydro plant : four Pelton turbine-generator groups of 2.83 MW of power each, with maximum flow during generation of 2 m³/s and a total head of 654 m. "

¹⁹ Dans sa réponse à une question posée, le gestionnaire du réseau REE a écrit que l'électricité de la centrale diesel n'était jamais utilisée pour pomper de l'eau dans GdV. Ceci est cohérent, tant avec ce que GdV est supposé démontrer, qu'avec l'article 1 du contrat signé avec l'état espagnol. De plus, ceci est confirmé par les données REE qui montrent que la puissance envoyée aux pompes est toujours inférieure à la puissance produite au même moment par le parc éolien.

²⁰ "High speed diesel engines 4 stroke, 6 Caterpillar 3516, 1.1-1.6 MW; 1 Caterpillar D-398, 0.8 MW; 2 MAN-Holeby 9L21/31, 1.9 MW." Compte tenu de la technologie et des faibles puissances de ces turbines on peut s'attendre à des efficacités de conversion thermique à électrique dans l'intervalle 34-38 %.

²¹ Directrices de Ordenación Sectorial de Energía, Tomo II, Memoria Justificativa, p.47 TOMOII_MEM JUST_fir.pdf

²² Pour les données du 1er Novembre 2015 : https://demanda.ree.es/movil/canarias/el_hierro/total/2015-11-01

²³ Depuis le mois de Septembre 2015, Roger Andrews publie régulièrement des analyses détaillées des performances de GdV sur le site « Energy Matters ». L'adresse web d'une de ses dernières publications est :

<http://euanmearns.com/el-hierro-renewable-energy-project-end-2015-performance-review-and-summary/>

la période du 1^{er} Janvier au 30 Juin 2015, seuls 7,81 % de la consommation d'énergie électrique (21,639 GWh ; puissance moyenne 4,92 MW) ont été produits par GdV (7,17 % éolien et 0,64 % hydraulique).

Avec la mise en route de GdV, la puissance installée totale sur l'île a atteint ($11,5 + 11,32 + 11,78 =$) 34,6 MW soit un facteur 6,5 supérieur à la puissance consommée moyenne et un facteur 4,6 plus grand que le pic de consommation (7,6 MW).

C'est seulement à la fin Juin 2015 que GdV a commencé à montrer les signes d'une réelle activité. Pour cette raison, l'analyse présentée dans ce document ne correspond qu'aux six derniers mois de 2015 à partir du 1^{er} Juillet 00 :00.

La Figure 2 montre aussi que la consommation électrique n'est pas modifiée par le démarrage de GdV. Ainsi l'activité de l'île, y compris la consommation électrique des usines de désalination (que la Ref.21 place à 4,62 kWh/m³) n'a pas été affectée par la mise en route de GdV.

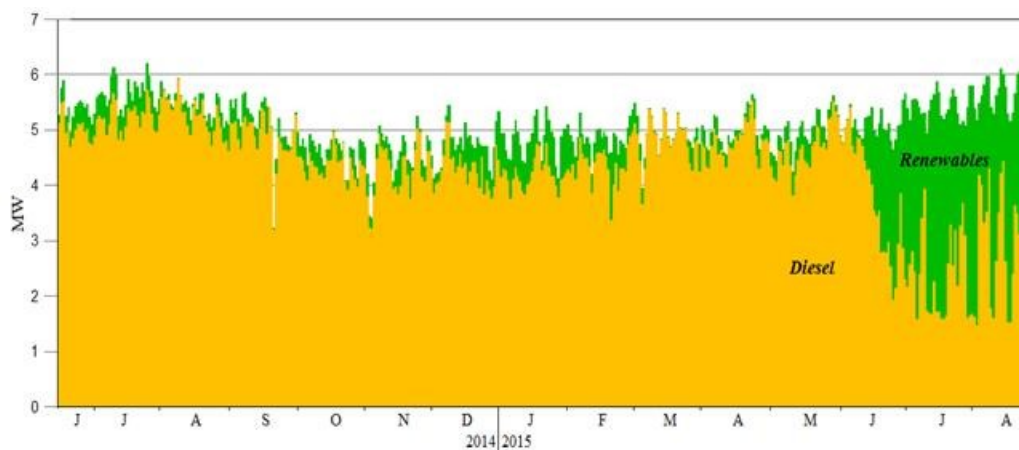


Fig. 2 Puissance électrique journalière moyenne (MW) des productions diesel et renouvelables (éolien + hydraulique) sur El-Hierro de Juin 2014 à Aout 2015. (Avec la permission de R. Andrews).

Considérons maintenant la question posée en titre de ce document. Selon REE (Fig.2) la puissance consommée moyenne de El-Hierro est 5 MW. Pour un jour, cela correspond à une énergie électrique de 120 MWh. La capacité du réservoir inférieur (150 000 m³) correspond approximativement à une énergie mécanique de 230 MWh et, compte tenu des pertes, à une énergie hydroélectrique de 194 MWh. Donc pour prouver une réponse négative à la question, il suffit de vérifier que sur El-Hierro on observe des épisodes sans vent qui durent un peu plus d'un jour et demi. Comme nous allons le voir (Sect. V) les données fournies par REE montrent que c'est bien le cas (dernière semaine de Septembre 2015 par exemple).

Remarquons que si on acceptait de gaspiller de l'eau douce, onéreuse puisque produite par des usines de désalination, en déversant sur les turbines hydrauliques l'intégralité du volume du réservoir supérieur supposé rempli (380 000 m³ équivalent à une énergie mécanique d'environ 500 MWh et une énergie hydroélectrique de 425 MWh) en rejetant à la mer le volume d'eau douce que le réservoir inférieur ne peut accepter, il suffirait d'un épisode de moins de quatre jours sans vent pour démontrer la réponse négative. Des épisodes d'une telle longueur sans presque aucune production éolienne ont aussi été observés en 2015.

On a donc répondu à la question finalement assez formelle du titre. Par ailleurs ceci montre que la mise en place d'une installation comme GdV n'épargnera pas d'investir dans une centrale dispatchable à combustible fossile comme celle de Llanos Blancos ; une centrale assez puissante pour produire à un moment donné 100 % de la puissance électrique consommée. De même, il n'y aura aucun gain sur les coûts opérationnels de cette centrale (exploitation et maintenance).

On peut maintenant se consacrer aux seules questions restantes. Quelle est la quantité maximale de diesel qui peut être épargnée et justifie-t-elle l'investissement réalisé pour GdV ? Au plan financier il est intéressant de considérer deux points de vue ; d'une part celui des investisseurs et parmi eux, considérer séparément la compagnie ENDESA qui possède la centrale diesel dont le fonctionnement est affecté par celui de GdV et les deux autres partenaires (le gouvernement local et l'institut technique) qui ont seulement apporté des fonds ; d'autre part le citoyen espagnol qui non seulement a contribué par une subvention initiale mais paye aussi chaque année pour l'exploitation de GdV selon les termes du contrat signé entre le consortium et l'état espagnol (Ref. 9). On peut aussi étudier si l'investissement est justifié au plan écologique

grâce aux réductions d'émissions CO₂ qu'il permet²⁴. Bien qu'une réponse complète à ces questions nécessite un suivi de la consommation électrique et de la production éolienne pour au moins une année complète d'exploitation effective de GdV, dans la Section VIII, nous effectuons une première analyse basée sur les informations recueillies pour l'année 2015.

Dans la Section VII, au moyen des données éolienne et de consommation fournies par REE pour la première demi année de fonctionnement effectif de GdV, nous étudions des schémas d'exploitation optimaux ou au moins améliorés qui auraient pu être mis en œuvre (mais ne l'ont pas été). Nous calculons alors la fraction renouvelable maximale que GdV aurait pu atteindre compte tenu de la ressource éolienne mesurée.

Avant d'effectuer ce travail, il est utile d'étudier l'exploitation de GdV sur la seconde moitié de 2015 (Sects. V et VI). Ceci mettra en évidence que celle-ci n'a certainement pas été optimale conduisant à des gestions plutôt inefficaces tant au plan énergétique qu'hydraulique ; gestions qui peuvent sembler étranges tant qu'on n'a pas analysé le contrat (Sect. VIII).

V) Le 9 Aout, la date historique

Considérons le *miracle* qui est survenu en ce jour de Dimanche 9 Aout auquel « El Pais » a assigné l'adjectif historique²⁵. La Figure 3 donne l'évolution de la consommation électrique et des trois productions telles qu'on peut les extraire du site de REE. La partie négative de la courbe hydraulique (verte) correspond à la puissance envoyée à GdV pour pomper, c'est-à-dire la fraction de la puissance éolienne qui n'a pas été envoyée directement au réseau pour couvrir la différence entre la consommation et la production diesel. Il s'agit donc de l'éolien en surplus. D'autre part quand la courbe verte est positive, elle mesure la puissance hydroélectrique envoyée au réseau par GdV. La Figure 4 montre la façon dont la consommation de l'île a été couverte par un mix impliquant diesel (jaune), éolien (vert sombre ; en fait la fraction de l'éolien qui n'a pas été dirigée vers GdV) et hydraulique (bleu).

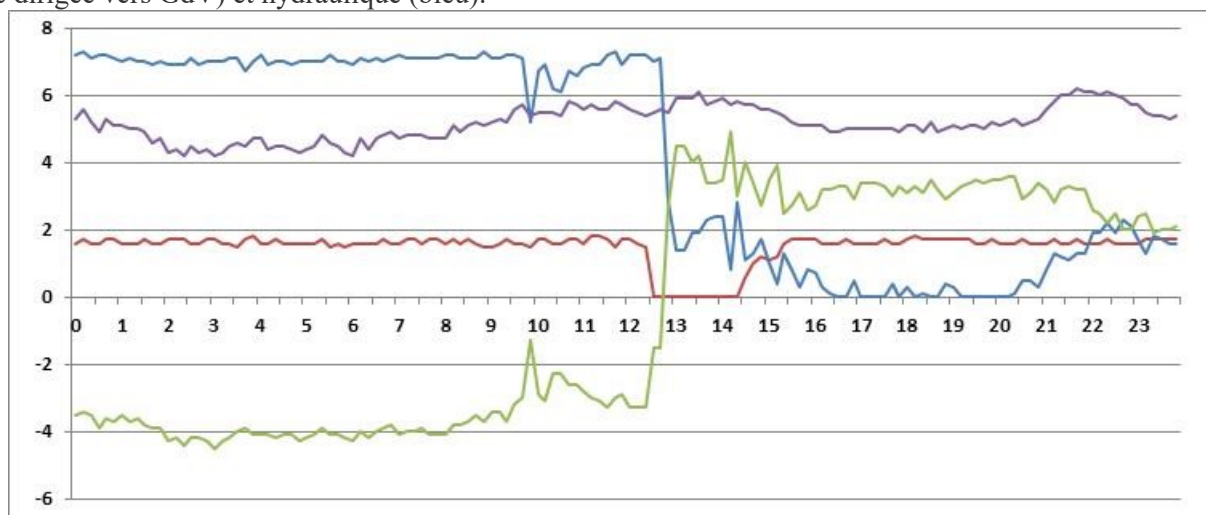


Fig.3 La consommation électrique (violet) et les productions diesel (rouge), éolien total (bleu clair) et hydraulique pompage et production (vert) pendant le 9 Aout 2015. L'échelle verticale des puissances est en MW.

Pendant deux heures (et non pas quatre comme annoncé par El Pais), de 12h30 à 14h30, la consommation a été entièrement couverte par un mix d'éolien et d'hydraulique. La centrale diesel qui

²⁴ Parmi les autres bénéfices attendus de GdV, on cite parfois les opportunités de marché pour cette technologie ainsi que l'expérience gagnée dans la gestion de réseaux incorporant un fort pourcentage d'énergies renouvelables. Cependant, il est très difficile de quantifier de tels gains car peu d'îles dans le monde présentent les mêmes caractéristiques topographiques et météorologiques que El-Hierro (pensons par exemple aux îles bretonnes). Par ailleurs, peu d'îles de pays pauvres disposent de l'énorme somme qui a été investie pour GdV. D'autre part la transposition du cas de El-Hierro à des systèmes électriques internationaux intégrés n'est pas aisée. On n'ose pas non plus considérer comme un bénéfice le fait que GdV soit devenu pour El Hierro une écolo-attraction touristique avec ce que cela implique de trafic aérien et d'émissions CO₂ supplémentaires.

²⁵ Un autre évènement du même type a eu lieu le Dimanche 31 Janvier 2016. Cette fois il a duré 16 heures. Quelle qu'ait été l'importante couverture médiatique à laquelle on pouvait d'ailleurs s'attendre, dans la note 3, on a mentionné que cet « exploit » n'a pas empêché une dégradation des performances globales sur 7 mois. Nous étudierons cet évènement et d'autres qui pourraient encore survenir d'ici la fin Juin 2016 dans notre analyse à venir des performances annuelles.

pendant toute la matinée a fourni une production en base constante (courbe rouge) a été arrêtée par les ingénieurs à 12 :30. Deux heures plus tard elle était remise en route pour le même niveau de production en base. On note aussi que la production éolienne qui pendant toute la matinée dépassait la consommation a chuté brutalement vers 13 :00, probablement par suite de la déconnexion volontaire une par une des turbines éoliennes. Alors, pour une heure et demie, l'équilibre du réseau a été assuré essentiellement par de l'eau s'écoulant du réservoir supérieur. Il est probable que dans la soirée les éoliennes ont été remises en marche.

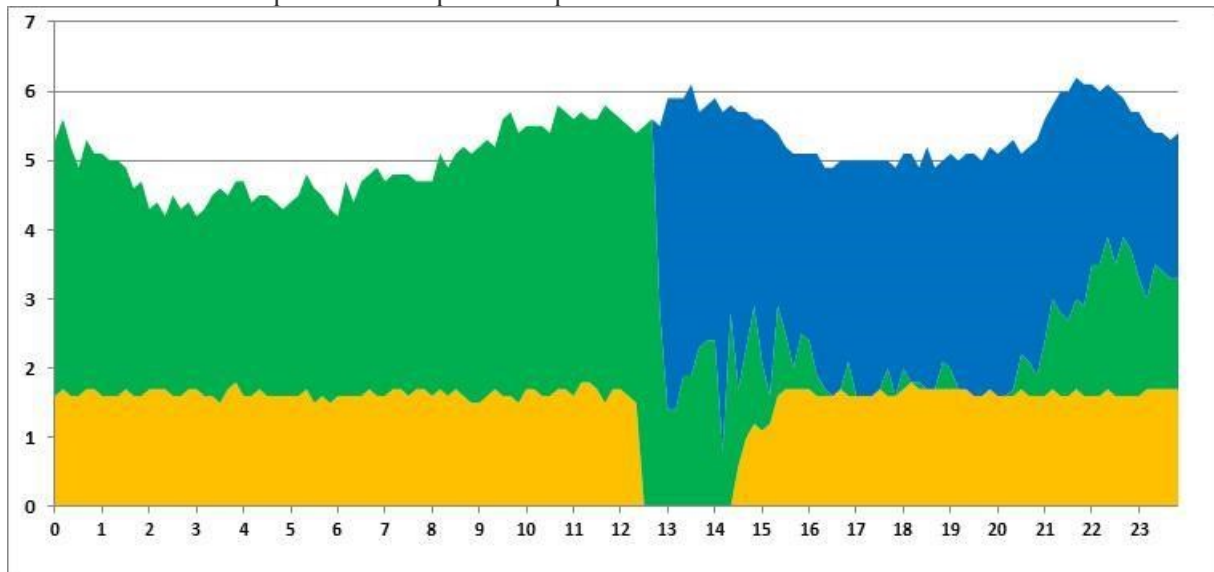


Fig.4 Fraction de la couverture de la consommation électrique de El-Hierro pendant la journée du 9 Aout par les productions diesel (jaune), éolienne vers le réseau (vert sombre) et hydraulique (bleu). L'échelle verticale des puissances est en MW²⁶.

Les courbes des figures 3 et 4 apparaissent plutôt représentatives d'un test de réception planifié – probablement demandé par REE pour s'assurer que GdV satisfaisait aux termes du contrat signé avec l'état espagnol – test, qui avait le bénéfice additionnel de fournir à GdV un « exploit » utilisable (et utilisé) médiatiquement bienvenu après plus d'une année sans résultat de conséquence à présenter à l'admiration du public. Finalement on notera que ce test a été effectué un dimanche, c'est-à-dire le jour de la semaine où la puissance consommée non seulement est la plus faible en moyenne mais aussi varie le moins (voir Fig. 5).

VI) Analyse de six mois d'exploitation de Gorona del Viento

Considérons maintenant la seconde partie de l'année 2015. La figure 5, analogue de la Fig. 5, montre le résultat de l'exploitation de GdV.

Avec un peu d'attention, sur la fig.5, pour le 9 Aout, on peut déceler la fine ligne verticale verte et bleue qui touche l'axe horizontal et qui correspond à l'évènement deux-heures-100 %- renouvelable analysé dans la section précédente. En dehors de cela, pour ces six mois (184 jours) la fraction renouvelable a été de 30.2 % dont 3,7 % pour la production hydraulique. De plus pour un temps global équivalent à 24 jours, la production diesel a couvert plus de 99 % de la consommation. Finalement pendant plus de 99,2 % du temps la fraction de la consommation couverte par la production de la centrale diesel a dépassé 25 %.

Comment peut-on comprendre un résultat si médiocre, qui correspond si peu aux ambitions proclamées et ne justifie guère l'ampleur de la couverture médiatique accordée à GdV ?

Sur la figure 5 on constate que la puissance diesel est presque toujours maintenue au-dessus de 1,5 MW soit environ 30 % de la demande moyenne. Ceci pourrait être imposé par des contrats antérieurs concernant soit une utilisation minimale de la centrale de Llanos Blancos soit l'alimentation en fuel de l'île.

Cependant, à notre avis, la raison essentielle tient à des conditions de stabilité du réseau imposées par REE. La stabilité voltage-fréquence du réseau exige une certaine inertie du système de production

²⁶ Comme indiqué en fin du second paragraphe de la section IV) la donnée REE hidraulica ne permet que de connaître la différence $H-P=hidraulica$ entre la production des turbines H et la puissance consommée par les pompes H. Pour les figures 4 et 5 nous avons fait l'hypothèse supplémentaire : si $hidraulica > 0$, $H=hidraulica$, $P=0$; si $hidraulica < 0$ $H=0$, $P=- hidraulica$.

électrique. Une telle inertie, que les éoliennes ne peuvent garantir à l'avance²⁷, est fournie par des turbines comme celles alimentées par la combustion de diesel ou la chute d'eau. De ce fait sur des périodes longues et de vent instable, au moins une fraction X de la production électrique doit provenir d'une de ces deux productions qui de plus présentent l'avantage d'être dispatchables (au moins aussi longtemps que du carburant est disponible que ce soit du diesel ou de l'eau présente dans le réservoir supérieur et en même temps de l'espace disponible pour la recevoir dans le réservoir inférieur). Dans la section VII nous discutons comment, en fonction de X, la production d'énergie de GdV aurait pu être optimisée. Il est évident que jusqu'à présent, les partenaires de GdV ont été plus enclins à utiliser la centrale diesel (propriété de ENDESA) que les turbines hydroélectriques pour garantir la stabilité du réseau. Comme nous le discutons en Sect. VIII, cette priorité accordée au diesel est aussi motivée par l'intérêt financier.

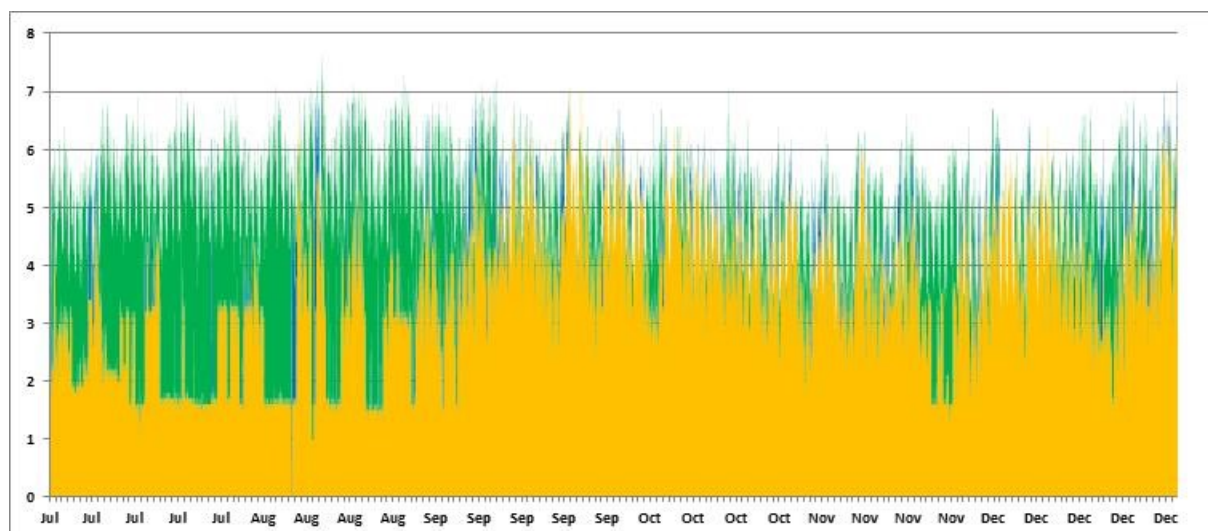


Fig. 5 Fraction de la couverture de la consommation électrique de El-Hierro pendant la période du 1^{er} Juillet au 31 Décembre 2015 par les productions diesel (jaune), éolienne vers le réseau (vert sombre) et hydraulique (bleu). L'échelle verticale des puissances est en MW (voir note 26).

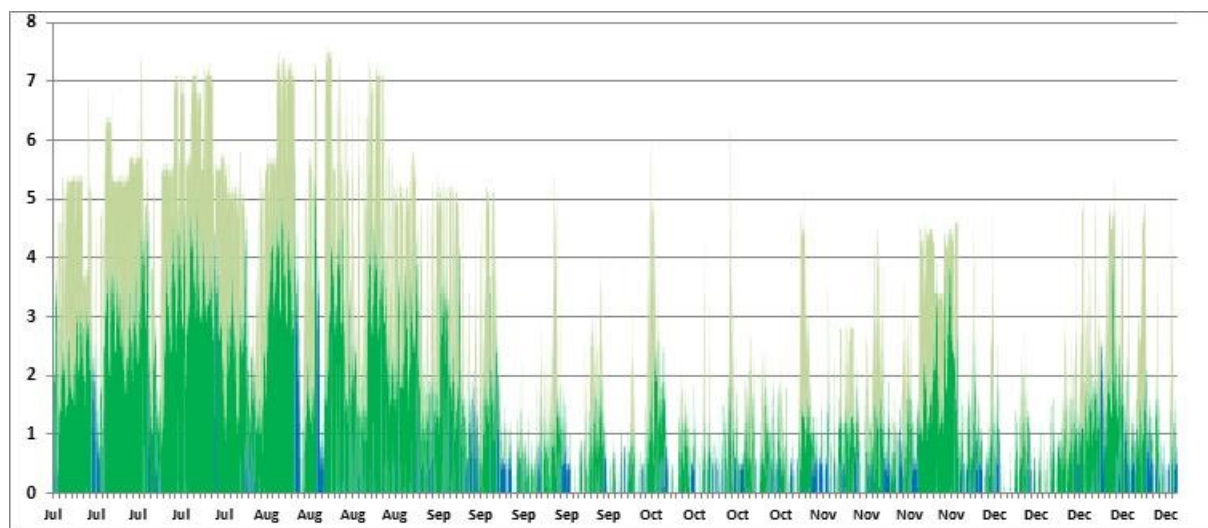


Figure 6 Production éolienne et hydraulique pour les six derniers mois de 2015. L'échelle verticale est en MW. La zone vert sombre correspond à la fraction de production éolienne envoyée directement au réseau alors que la zone vert clair donne la fraction de puissance éolienne envoyée aux pompes de GdV. La zone bleue sombre correspond à la production hydraulique (voir note 26).

²⁷ En fait une éolienne moderne munie des dispositifs de contrôle électronique appropriés peut se comporter comme un système inertiel, si elle est bridée pour ne pas utiliser toute l'énergie du vent possible et dispose ainsi de marges de variation à la hausse comme à la baisse. Cependant, sauf si on a une garantie fournie à l'avance de la stabilité de l'intensité du vent (est-ce le cas sur El-Hierro dans les périodes de forts alizés ?) ceci ne peut constituer une garantie de stabilité primaire acceptable pour un réseau. Et si, incertain du lendemain, on a décidé que, ce jour-là, la stabilité du réseau serait assurée par les turbines diesel on ne va pas les arrêter, une fois lancées, parce qu'on s'aperçoit que finalement le vent avait les bonnes caractéristiques.

Une utilisation de l'hydraulique cohérente avec l'ambition annoncée de GdV est aussi gênée par le caractère erratique de la production éolienne. Comme la figure 6 le montre bien, parfois (Juillet Aout) il y a trop de vent pour la capacité de stockage et parfois (Septembre Octobre) il n'y en a presque pas de sorte que peu de puissance est transmise au réseau et encore moins aux pompes.

La puissance éolienne livrée par le parc éolien de GdV correspond à l'enveloppe supérieure des zones vertes (sombre plus claire). On constate que sur El-Hierro, il y a bien des épisodes sans vent durant au moins deux jours de sorte que le recours à la centrale diesel sera toujours nécessaire (d'où la réponse à la question du titre).

Gardant en tête que la capacité éolienne installée est de 11,5 MW alors que la puissance éolienne livrée ne dépasse jamais 7,6 MW on peut penser que durant les périodes ventées de l'été tropical la production éolienne a été volontairement limitée comme c'est par exemple le cas en Allemagne ou Grande-Bretagne quand il y a trop de vent au regard de ce que le réseau peut accepter. Ou alors une telle limitation peut être imposée pour des raisons de stabilité d'un réseau pour lequel la somme des puissances des pompes (6 MW) et de la consommation moyenne (5 MW) est inférieure à la puissance du parc éolien. Bien sûr cette puissance éolienne éliminée à la source (avortée en quelque sorte) n'apparaît pas dans les tableaux de REE.

La figure 6 montre aussi que quand il y a du vent (Juillet et Aout) le rapport de la surface bleue sombre à celle de la zone vert clair (puissance éolienne envoyée aux pompes) est très petit. Même en tenant compte de ce qu'une fraction de l'énergie éolienne (29 % dans notre étude) est perdue dans le processus de pompage-stockage-turbinage, ceci est une première indication que l'essentiel de l'eau pompée n'a pas été utilisée pour produire de l'électricité.

Il est aussi remarquable qu'à aucun moment, GdV n'a utilisé plus de 26 % de la puissance totale des turbines hydrauliques (11,3 MW). De plus pendant l'automne, la plupart du temps, la puissance en production livrée n'a pas été supérieure à 0,5 MW (soit moins de 5 % du total et moins d'un quart de la puissance de chacune des 4 turbines). On peut se demander s'il n'y a pas un désaccord entre les puissances du parc éolien (11,5 MW) de la station de pompage (6 MW) et des turbines hydrauliques (11,38 MW). Cependant, nous verrons aussi que les termes du contrat récompensent GdV financièrement pour toute puissance hydraulique installée qu'elle soit utilisée ou non.

Au moyen d'un simple calcul nous allons maintenant montrer que, pendant l'été, l'essentiel de l'eau pompée a été simplement « gaspillée », c'est-à-dire qu'elle n'a été utilisée ni pour produire de l'électricité, ni pour compenser l'évaporation du réservoir supérieur, ni pour augmenter le volume d'eau stockée dans ce réservoir, ni employée à d'autres usages comme par exemple l'irrigation. Elle a simplement été renvoyée dans le réservoir inférieur juste afin d'assurer qu'il y avait bien de l'eau en quantité suffisante pour un fonctionnement des pompes à la hauteur de la puissance éolienne en excès. Ainsi l'essentiel de cette puissance non envoyée directement au réseau a été aussi gaspillée.

Comme le problème ne se pose que lorsqu'il y a un fort couplage entre les gestions de l'eau et de l'énergie nous allons concentrer notre analyse sur les trois mois d'été (Juillet Aout Septembre). En automne quand il y a peu de vent, la composante hydraulique de GdV est au repos la plupart du temps de sorte qu'il ne peut y avoir de problème : de l'énergie qui n'est pas produite ne peut être gaspillée !

Combien d'eau a été pompée en Juillet, Aout et Septembre ?

La période considérée va du 1^{er} Juillet 00 :00 au 30 Septembre 23 :50. Le nombre incontestable est l'énergie envoyée à Gorona del Viento à fin de pompage²⁸ ; c'est-à-dire la valeur absolue de la partie négative de la colonne *hidráulica* du fichier REE : 3513,98 MWh.

Pour poursuivre l'analyse on doit introduire deux données : a) l'équivalent mécanique de 150 000 m³ une fois qu'ils sont arrivés dans le réservoir supérieur. La valeur théorique (à partir de $E_{méc} = m.g.h$ avec $h = 655$ m) est 270 MWh. Nous allons l'utiliser car une valeur plus faible de $E_{méc}$ empire la situation, b) l'efficacité dans la transformation d'énergie électrique en mécanique (pompes et friction dans l'aqueduc ascendant). Nous supposons qu'il faut dépenser 1,18 MWh d'énergie électrique pour faire monter l'équivalent de 1 MWh d'énergie mécanique.

L'énergie mécanique équivalente à 3513,98 MWh d'énergie éolienne envoyée aux pompes est donc $3513.98/1.18 = 2977.95$ MWh. Une fois transformée en un volume d'eau quittant le réservoir inférieur on

²⁸ En fait si on tient compte de la note 26, on se rendra compte aisément que notre étude minimise la quantité d'énergie envoyée au pompage et donc la quantité d'eau pompée. Simplement, l'eau supplémentaire non prise en compte dans notre calcul est encore renvoyée vers le réservoir inférieur à travers les turbines de façon à gaspiller de l'énergie éolienne avec une perte de 29 %. En tout état de cause il n'en reste pas moins que 80 % de l'énergie éolienne en excès a été gaspillée dans une circulation interne à GdV sans profiter au réseau électrique de El-Hierro.

obtient : $(2977.95/270) \times 150000 = 1\,654\,418\text{ m}^3$, soit une moyenne de $17982,8\text{ m}^3$ par jour. En trois mois, l'eau pompée correspond donc à 11 fois le volume du réservoir inférieur.

Comment cette eau pompée pourrait avoir été utilisée ?

La seule donnée incontestable qui nous soit connue est la partie positive de la colonne *hidráulica* des fichiers REE : 481,25 MWh.

Comme nous avons choisi $(1,18)^2 = 1,4$ comme efficacité globale pour la production d'électricité hydraulique, ceci veut dire que $481,25 \times 1,4 = 671$ MWh d'énergie éolienne en excès ont effectivement été utilisés pour produire de l'hydroélectricité. Donc seulement 19,06 % de l'énergie envoyée par le parc éolien vers les pompes de Gorona del Viento a servi à renvoyer de l'énergie électrique au réseau. Comme l'efficacité dans la conversion des énergies mécaniques à hydraulique du système (friction dans l'aqueduc descendant + turbines) est de 1,18 pour produire 481,25 MWh d'électricité on a seulement laissé $((481,25 \times 1,18)/270) \times 150\,000 = 315\,486\text{ m}^3$ retourner au réservoir inférieur à travers les turbines hydrauliques. A nouveau, on trouve que 80 % de l'eau pompée a dû trouver une autre utilisation que la production électrique.

On suppose qu'aucun des réservoirs ne fuit. Une partie de l'eau pompée a servi à compenser l'évaporation de l'eau du réservoir supérieur, évaporation intense durant les mois d'été (soleil + vent). Selon le syndicat de gestion de l'eau de El-Hierro²⁹ elle correspond à $16\,700\text{ m}^3$. L'eau pompée peut aussi être simplement stockée dans le réservoir supérieur pour le remplir. Si nous faisons l'hypothèse extrême que le réservoir supérieur était vide le 1^{er} Juillet, le maximum que l'on puisse stocker est $380\,000\text{ m}^3$. On a donc encore à deviner le sort de $(1\,654\,500 - 315\,500 - 16\,700 - 380\,000 =) 942\,300\text{ m}^3$.

Cette eau peut-elle avoir été utilisée pour irriguer ?

On peut en douter. En effet le flux moyen journalier vers le système d'irrigation aurait alors correspondu à $10\,250\text{ m}^3/\text{jour}$, soit une valeur supérieure à l'ensemble du flux de production d'eau de l'île (puits + usines de désalination). Elle aurait aussi demandé un système de pompage important pour transférer l'eau du réservoir supérieur aux aqueducs d'irrigation situés sur l'autre flanc du volcan ($>120\text{ l/s}$).

Combien d'eau pompée a donc finalement été gaspillée ?

En fait, même si on fait l'hypothèse extrême que toute l'eau pompée a été effectivement utilement employée pour des besoins humains comme l'irrigation, on est confronté à un autre problème. Comment cette grande quantité d'eau peut-elle tout simplement avoir été présente ou apportée dans le réservoir inférieur de façon à être pompée ?

Si on tient compte que selon le syndicat des eaux de El-Hierro la perte par évaporation du réservoir inférieur pendant l'été s'élève à $29\,500\text{ m}^3$ et si on suppose que le 1^{er} Juillet le réservoir inférieur était plein ($150\,000\text{ m}^3$), ce réservoir devrait avoir reçu une injection de $(1\,654\,500 + 29\,500 - 315\,500 - 150\,000 =) 1\,218\,500\text{ m}^3$. Ceci correspond à un flux journalier de $13\,245\text{ m}^3$ qui excède de 30 % la capacité totale de production d'eau sur l'île.

La seule façon de se sortir de ce dilemme est de supposer qu'une fraction importante de l'eau pompée a simplement été renvoyée par l'aqueduc (ou tout autre moyen) vers le réservoir inférieur sans produire d'électricité (il n'y en avait pas besoin puisqu'on avait préféré la production diesel) seulement pour garantir qu'il y aurait de l'eau pour utiliser (gaspiller en fait) l'énergie éolienne envoyée aux pompes.

En l'absence d'une réponse de GdV, nous pourrions supposer que les $2400\text{ m}^3/\text{jour}$ de l'extension de l'usine de Cangrejo assignée à GdV dans le document de la référence 21, travaillant à pleine puissance contribuerait à fournir de l'eau à GdV. Dans ce cas une moyenne journalière minimale de $(13\,245 - 2400 =) 10\,845\text{ m}^3/\text{jour}$ devrait être gaspillée par un manège de montagnes russes. Ceci correspond à $1\,000\,000\text{ m}^3$ sur trois mois soit approximativement 60 % de l'eau pompée (et donc de l'énergie éolienne envoyée au pompage).

Cette simple analyse montre bien que GdV a été gérée d'une façon pour le moins étrange pendant ces six mois, étrange au moins au regard de l'ambition « 100 % d'autonomie électrique à partir de renouvelables ».

Cette démonstration est basée sur des sommes énergétiques sur trois mois ou de façon équivalente sur des moyennes journalières. Une analyse plus fine avec la résolution temporelle de 10' que permettent les données REE montre que parfois la situation a été pire. Certains jours il a été nécessaire de renvoyer près de

²⁹ Valeur extraite du site web www.aguaselhierro.org dans le document

PHI_API_1.3.5_D8_Anexo_Usos_Y_Demandas.pdf, p.57 "III.4.1 Demandas de Agua en producción Hidroeléctrica de Energía".

Cependant les chiffres contenus dans ce document publié plusieurs années avant le démarrage de GdV mériteraient confirmation. En effet ils prédisent que chaque année plus de $129\,000\text{ m}^3$ vont s'évaporer des deux réservoirs c'est à dire presque le volume du réservoir inférieur.

24 000 m³ vers le réservoir inférieur pour disposer d'eau en quantité suffisante pour dépenser l'énergie électrique envoyée aux pompes.

VII) Utilisation optimale de Gorona del Viento

Dans ce chapitre, nous utilisons les suivis temporels des puissances éolienne et consommée pour déterminer la meilleure façon d'utiliser la première pour couvrir la seconde et définir la fraction renouvelable maximum que GdV peut espérer atteindre.

Sur El-Hierro la source primaire d'énergie renouvelable est le vent. L'hydraulique est une source secondaire. Comme toute production secondaire – dérivée ici de la puissance électrique éolienne – elle implique une perte. Celle-ci a lieu à la fois pendant la phase de pompage vers le réservoir supérieur et dans la phase de production (friction le long de l'aqueduc et efficacité des turbines). Dans les résultats montrés ci-après nous supposons que sur 1,4 MWh d'énergie électrique éolienne injectée dans GdV seul 1 MWh est restitué sous forme d'hydroélectricité (efficacité du stockage $1/1,4 = 71\%$).

En conséquence, pour une production électrique éolienne donnée, on obtiendra la fraction renouvelable maximale quand un maximum de la production éolienne sera injecté directement dans le réseau pour couvrir la demande. La production hydroélectrique correspondra alors à la transformation – avec une perte de 29 % - de la fraction de l'énergie éolienne qui parfois excède la consommation.

D'autre part, comme cela a déjà été mentionné la stabilité en voltage-fréquence du réseau exige que le système global de production électrique possède une certaine inertie. Cette inertie que les turbines éoliennes ne peuvent fournir sur le long terme (voir note 26) peut l'être par les turbines tournantes que celles-ci soient alimentées par la combustion du diesel ou par la chute d'eau. Donc, une fraction X de la consommation électrique devrait en général provenir d'une de ces deux sources (ou des deux).

Etant donné la production éolienne de GdV et la consommation de El-Hierro telles qu'elles sont enregistrées par REE, nous allons déterminer la fraction renouvelable maximale qui peut être atteinte si on exige en plus qu'une fraction X de la demande provienne des sources dispatchables (diesel ou hydraulique). La valeur que X devrait avoir pour garantir la sûreté du réseau est connue de REE. Elle dépend de la façon dont les habitants de l'île utilisent l'électricité et en particulier de la puissance cumulée des machines ou appareils électriques qui peuvent être branchés ou débranchés à l'improviste. Bien que pour des raisons de simplicité et en l'absence d'information nous supposons que X est une constante au long de l'année, notre analyse peut parfaitement être ajustée à une fonction dépendant du temps X(t) (par exemple, plus basse les Dimanches où l'activité économique est minimale). Pour fixer les idées, on observe que sur les six derniers mois de 2015, la gestion du réseau par REE s'appuyait sur une moyenne dispatchable (diesel + hydraulique) X égale à 73,4 %. De plus la valeur de cette moyenne dispatchable a été supérieure à 25 % pour plus de 99,4 % du temps. Elle a seulement été égale à 0 pendant une demi-heure le 9 Aout, à notre avis pour les besoins d'un test.

Dans une première étape de l'analyse nous considérons seulement l'éolien et le diesel. Le diesel assure en permanence une production de base correspondant à la fraction X de la demande moyenne enregistrée par REE. Pour calculer cette production de base, nous prenons une fraction égale à X de la consommation lissée sur 24h de façon à supprimer les fluctuations intra-journalières tout en conservons les variations hebdomadaires et saisonnières.

Comme nous recherchons un usage maximal de l'énergie renouvelable, nous cherchons à couvrir autant que possible par de l'énergie éolienne la différence entre la puissance consommée et la base. Quand il n'y a pas assez de puissance éolienne, le complément est fourni par le diesel en plus bien sûr de la puissance de base qu'il couvre intégralement. Quand il y a trop de vent, le diesel ne sert qu'à couvrir la base et l'excès de puissance éolienne est envoyé à GdV pour pomper de l'eau. Dans cette première étape de l'analyse, une fois remontée, cette eau est relâchée sans production électrique dans les turbines (comme ce fût le cas pour au moins 60 % de l'eau pendant l'été 2015). L'excès de vent se traduit alors par une perte d'énergie.

La figure 7 illustre cette première étape de notre calcul pour une valeur de X égale à 25 %. La consommation électrique de l'île mesurée par REE correspond à l'enveloppe supérieure des zones jaune (diesel) et vert sombre (éolien injecté dans le réseau). La surface de la zone vert clair montre la fraction d'énergie éolienne qui a été perdue. Donc l'aire des zones vert clair et sombre combinées mesure la production éolienne totale enregistrée par REE (celle qui a déjà été dessinée en figure 6).

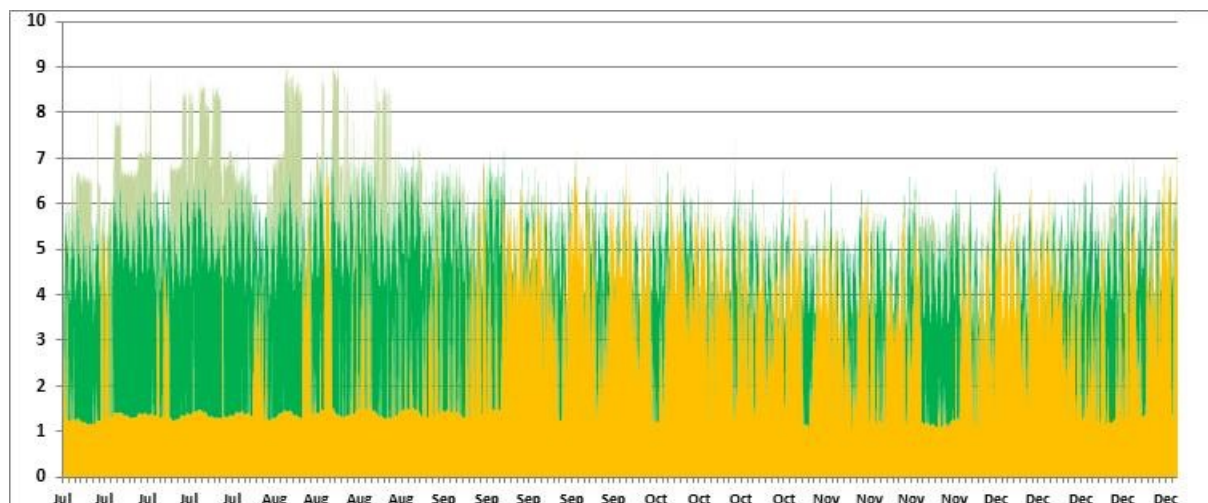


Figure 7 Pour la période du 1^{er} Juillet au 31 Décembre et une fraction dispatchable de base de 25 %, la zone jaune donne la puissance diesel (en MW) alors que la zone vert sombre correspond à la puissance éolienne utilisée pour couvrir la consommation. La zone vert clair correspond à l'excès de puissance éolienne qui a été envoyée à GdV et qui est perdue à cette étape de l'analyse.

Dans une seconde étape, nous utilisons l'excès de puissance éolienne à la production d'hydroélectricité qui à son tour remplace la production diesel aussi bien pour la production de base que pour les compléments nécessités par une production éolienne insuffisante. Dans cette étape, aucune énergie éolienne ou d'eau pompée n'est gaspillée. Pour $X = 25\%$ et les mêmes six mois on obtient le résultat présenté dans la figure 8. Comme pour la figure 7, les zones jaune et vert sombre correspondent au diesel et à l'éolien directement injecté dans le réseau. Maintenant, la zone vert clair ne représente plus de l'énergie éolienne gaspillée mais bien de l'énergie éolienne utilisée pour du pompage en vue d'une future restitution sous forme d'hydroélectricité. La comparaison avec la figure 7 montre qu'effectivement la production hydraulique (bleue) a pu remplacer une partie de la production diesel.

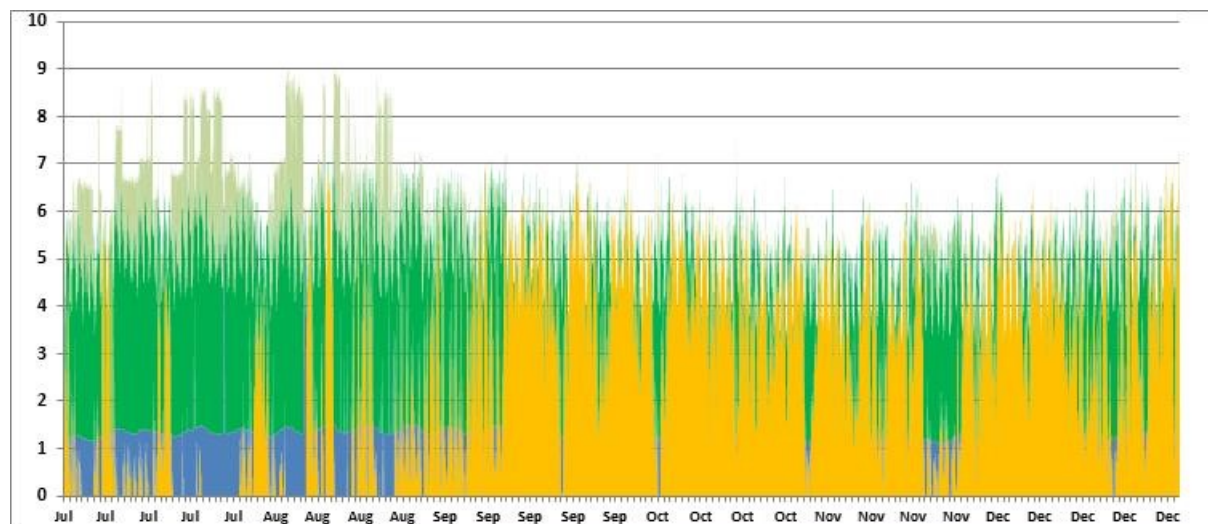


Figure 8 Pour la période du 1^{er} Juillet au 31 Décembre et une fraction dispatchable de base de 25 %, la zone jaune donne la puissance diesel (en MW) alors que la zone vert sombre correspond à la puissance éolienne qui peut être utilisée directement pour couvrir la consommation. La zone vert clair correspond à l'excès de puissance éolienne qui a été envoyée à GdV en vue d'une production hydroélectrique ultérieure. Celle-ci correspond à la zone bleue.

Par ce calcul nous cherchons à évaluer la fraction renouvelable maximale pour la production éolienne mesurée sachant que $X\%$ de la consommation doit provenir d'au moins une des deux sources diesel ou hydraulique. Dès qu'une production hydraulique est possible, notre algorithme l'utilise pour remplacer la production diesel. Dans la figure 8, cela conduit à de brusques transitions dans le mix électrique. Cependant, il s'agit ici de deux sources dispatchables relativement flexibles. De plus comme le montre la figure 9, il n'y a pas de contrainte associée à la gestion de l'eau dans les deux réservoirs, de sorte qu'il est tout à fait possible de réaliser des transitions plus douces entre ces deux productions en limitant par exemple les

gradients de puissance. Ceci ne changerait pas bien sûr la fraction renouvelable intégrée sur toute la période qui est dessinée en figure 10.

La figure 9 montre comment évoluerait le contenu en énergie mécanique potentielle du réservoir inférieur. Ici ce contenu énergétique est mesuré en MWh plutôt qu'en mètre cube d'eau. La correspondance adoptée est qu'un réservoir rempli à sa pleine capacité de 150 000 m³ correspond à une énergie mécanique de 230 MWh. Nous avons supposé que le réservoir est au trois quarts plein le 1^{er} Juillet. Les réservoirs de GdV étant connectés par deux aqueducs nous avons considéré qu'il était possible de pomper de l'eau grâce à l'un des deux et de turbiner au moyen de l'autre.

Comme dans le schéma optimal l'eau pompée est rapidement relâchée pour produire de l'hydroélectricité qui remplace la production diesel, la quantité d'énergie mécanique potentielle (c.a.d. le volume d'eau) du réservoir inférieur ne s'annule jamais. La taille limitée du réservoir inférieur n'est donc pas dans ce cas un facteur limitant. Ceci est le cas pour toutes les valeurs de X considérées.

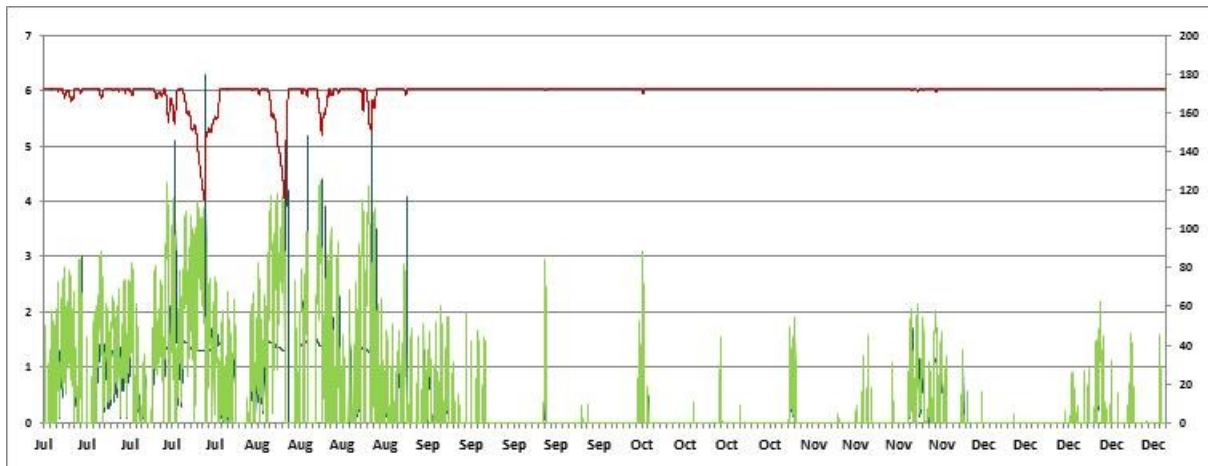


Figure 9 Pour la période du 1^{er} Juillet au 31 Décembre et une fraction dispatchable de base de 25 %, la courbe rouge (échelle de droite en MWh) donne l'évolution de l'énergie mécanique potentielle (ou de façon équivalente du volume d'eau, voir texte) stockée dans le réservoir inférieur. La courbe verte (échelle de gauche en MW) donne la puissance éolienne affectée au pompage alors que la courbe bleue montre la puissance hydroélectrique renvoyée au réseau.

Nous pouvons maintenant calculer la fraction renouvelable maximale en fonction du pourcentage X de base dispatchable demandé. La figure 10 donne les résultats pour les deux étapes de notre calcul. Dans la seconde étape, toute l'énergie éolienne enregistrée par REE a effectivement été utilisée soit par injection immédiate dans le réseau soit avec un décalage par le détour hydraulique.

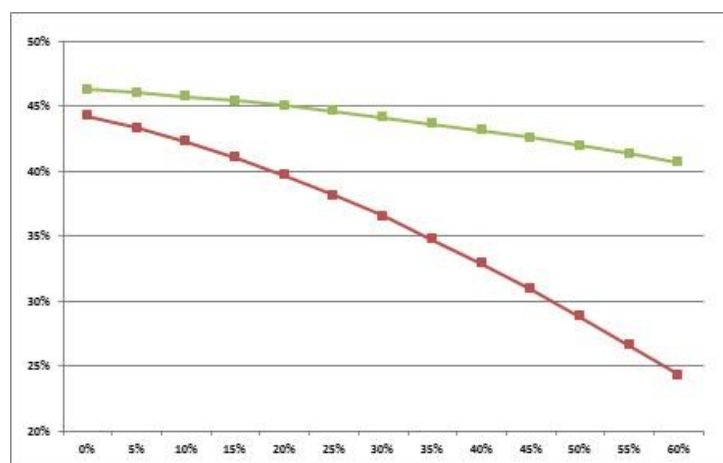


Figure 10. Pour la période du 1^{er} Juillet au 31 Décembre 2015 et un pourcentage de base dispatchable X variant de 0 à 60 % les courbes donnent la fraction renouvelable maximale pour la première (rouge) ou la seconde (verte) étape de notre analyse.

Comme on pouvait s'y attendre, pour chacune des deux étapes du calcul, la fraction renouvelable est maximale quand on n'impose pas une production de base diesel ou hydraulique (X=0), c'est-à-dire quand on suppose que l'éolien peut aussi bien contribuer à la stabilité du réseau que le diesel ou l'hydraulique. La

courbe rouge baisse plus vite en fonction de X car, lorsque sa valeur s'accroît, la production diesel de base augmente de sorte que de plus en plus de la production éolienne (zone vert clair des figures 7 et 8) est perdue. Par contre la courbe verte qui correspond à une utilisation intégrale de la puissance GdV (éolien plus hydraulique) décroît plus lentement puisque toute l'énergie éolienne est maintenant employée. La décroissance reflète seulement la perte de 29 % dans la transformation en hydroélectricité d'une quantité toujours croissante d'énergie éolienne affectée au pompage.

Pour les six derniers mois de 2015 nous trouvons que GdV ne pouvait dépasser une fraction renouvelable de 46,3 %, ce qui quand même une fois et demi mieux que ce qui a été réalisé en 2015. Elle baisse à 44,6 % quand on suppose que la stabilité du réseau impose que la production diesel plus hydraulique corresponde à une base de $X=25$ %.

Il va de soi que la fraction renouvelable ne peut que diminuer en dessous de ces valeurs si une fraction de l'eau pompée est employée à de l'irrigation plutôt que d'être renvoyée sur les turbines Pelton.

Nous trouvons aussi que pour ces six mois (184 jours) la consommation doit encore être couverte à 100 % par la seule production diesel pour une durée égale à 44 jours.

VIII) Premières estimations de coûts et de performances globales

Jusqu'à présent nous avons travaillé sur un corpus de données solide ayant une origine indépendante du projet puisqu'il nous était fourni par REE, une entité à dimension nationale, qui n'est pas liée financièrement au consortium GdV. Comme il a été dit plus haut, les demandes d'information complémentaires adressées à GdV sont restées sans réponse. De ce fait, nous devons maintenant avancer sur le terrain plus incertain des informations fournies par le service de communication de GdV et, de plus, souvent par l'intermédiaire d'une transcription ultérieure par les média, un processus dont il est bien connu qu'il ne fait qu'introduire de nouvelles distorsions.

En effet, le domaine de performances de GdV que nous présentent les média a de quoi laisser rêveur. Selon les articles, la fraction renouvelable peut aller de 100 %, dès maintenant, ou dans un futur incertain, à une valeur bien plus basse ; celle observée par REE sur la seconde moitié de 2015, soit 30 %. Bien plus, dans le même article, jusqu'à trois différents buts pour GdV peuvent être annoncés sous des formes différentes. Prenons par exemple la ref. 7 de Universo Canario qui, pour un futur non spécifié, mentionne une production électrique annuelle de GdV à la hauteur de 30 GWh dont l'article nous dit qu'elle correspond à une fraction renouvelable de 75 % et à une réduction des émissions CO₂ de 29 222 t (5 chiffres significatifs !). Comme la consommation électrique sans cesse croissante de l'île s'élève déjà à 44,3 GWh en 2015, une production de 30 GWh correspond au mieux à une fraction renouvelable de 68 %. Par ailleurs comme REE (ref. 22) nous indique que la quantité de CO₂ associée à 1 MWh d'énergie électrique produite par la centrale de Llanos Blancos est de 0,75 tCO₂, une réduction de 29 222 t devrait cette fois correspondre à une fraction renouvelable de 88 %. Il est donc évident qu'à ce jour, aucun but précis n'est vraiment fixé et qu'un domaine suffisamment vaste de performances est transmis aux média pour qu'au moins l'une d'entre elles puisse être atteinte. La seule chose qui ressort clairement est que le but, annoncé en toutes lettres dans le descriptif officiel du projet, d'une électricité provenant intégralement de sources renouvelables, but sans lequel probablement le projet n'aurait jamais été financé et subventionné ne correspond plus maintenant à un objectif pour un futur prévisible. En fait, si la production éolienne de l'automne 2015 est représentative d'une année moyenne, on peut assurer qu'il ne le sera jamais avec l'installation actuelle et ce même si, grâce aux progrès de l'électronique, on arrive à utiliser l'éolien dans la stabilisation du réseau.

Comme indiqué plus haut, une analyse complète de GdV demande d'une part plus de transparence de la part du consortium et d'ENDESA quand il s'agit de la centrale de Llanos Blancos et d'autre part au moins une année d'un fonctionnement effectif comme celui de cette seconde moitié de 2015 qui a été le témoin du *miracle* annoncé dans l'article de El Pais. La première condition qu'on pourrait pourtant attendre d'un projet qui a reçu plus de 43 % de subventions publiques ne sera certainement pas réalisée sans une forte pression politique. La seconde demande que nous attendions six mois de plus jusqu'à la fin Juin 2016.

Cependant on peut déjà faire quelques estimations financières pour l'année 2015 en utilisant la valeur du revenu de GdV qui, pour cette année, a été annoncée dans au moins 4 articles récents : 7 M€ (voir par exemple la ref. 8). Au bout du compte cette somme sera payée par l'ensemble des citoyens espagnols puisque, comme en France, le prix de l'électricité est le même sur tout le territoire national quel que soit le prix de production dans une île comme El-Hierro. La production 2015 totale de GdV a été de 8742 MWh. Ceci met le prix effectif du MWh produit par GdV à 801 €. Pour le citoyen espagnol, on doit ôter de cette valeur le coût de l'électricité que Llanos Blancos n'a pas eu à produire et donc n'a pu lui facturer. Selon

divers rapports, le prix payé à ENDESA pour sa production diesel dans les Canaries est de l'ordre de 200 €³⁰. Donc, en 2015, le coût effectif d'un MWh de GdV s'établit à ~600 € c'est-à-dire un facteur 3 plus élevé que celui du diesel, un facteur 12 plus élevé que le coût de production de l'électricité dans la péninsule et au moins deux fois le coût de la plus chère des productions électriques renouvelables. En utilisant un revenu 2015 égal à 7 M€, on peut aussi calculer le prix d'une tonne de CO₂ évitée. Selon REE le transfert de 8742 MWh de la production diesel à celle de GdV a épargné 6556 tCO₂. Ceci met le coût 2015 d'une tCO₂ à 1068 € !

Si, sur la base des revenus pour 2014 (1 M€) et 2015 (7 M€) annoncés par la presse, on tentait une prédiction pour une année pleine d'exploitation au niveau des six derniers mois de 2015, on prévoirait un revenu de 10 M€ pour une production de 15 GWh. Pour le citoyen espagnol, cela abaisserait à 470 € le prix de production du MWh produit par GdV et à 890 € le prix d'une tCO₂ évitée.

L'intérêt de la courbe rouge de la figure 10 est de montrer ce qui aurait été possible si on s'était contenté de construire le parc éolien sans la composante hydraulique et en acceptant de perdre la puissance éolienne en surplus. On aurait certes eu besoin de garder la centrale diesel. Mais on a vu que GdV n'a rien fait gagner sur ce point. L'investissement aurait été bien inférieur. Si on avait payé le MWh éolien au tarif standard dans la péninsule, on aurait fait baisser le coût de l'électricité produite sur El-Hierro. Finalement, on aurait pu atteindre des taux de couverture renouvelable de l'ordre de 35-40 %, c'est-à-dire meilleurs que ce que GdV a été capable de réaliser. Par contre, il est vrai, qu'on aurait perdu une couverture médiatique enthousiaste ainsi que la notoriété nationale et internationale.

Les paragraphes précédents ont discuté la situation financière et écologique créée par GdV du point de vue du citoyen espagnol qui à la fin des fins devra en assumer le coût. On peut aussi le considérer du point de vue des membres du consortium pour lesquels selon le titre de notre Ref.8, GdV se révélera être un « *filon de millionnaire* ». La situation n'est pas exactement la même pour le gouvernement local (Cabildo) et l'institut technique pour lesquels leur part de 60 % et de 10 % des 7 M€ sert d'abord à couvrir leur contribution aux dépenses d'exploitation et de maintenance et ensuite à rembourser le coût de leur investissement respectif de 27,6 M€ et 4,2 M€.

Pour ENDESA un bilan comptable complet nécessite de tenir compte de la perte de revenus de la centrale de Llanos Blancos et du gain associé au diesel qu'ENDESA n'a pas eu besoin d'acheter. Comme nous l'avons dit, il n'y a pas de gain à attendre sur la maintenance et l'exploitation de la centrale diesel qui doit rester disponible en permanence. A 200 €/MWh la perte de revenus 2015 de Llanos Blancos s'élève à 1,75 M€. Comme les tables de données nous disent que la combustion de 1t de diesel engendre 3,2 tCO₂³¹, en utilisant la valeur donnée par REE pour chaque MWh électrique produit avec du diesel (0,75 tCO₂/MWh), nous estimons qu'en 2015, l'exploitation de GdV a évité l'achat de 24 000 barils de diesel. Nous ne pouvons faire plus dans la mesure où nous ne connaissons pas le prix du diesel une fois livré sur El-Hierro. Nous pouvons seulement dire qu'une valeur du diesel supérieure à 72 €/bl conduit à un gain d'ENDESA pour l'exploitation de Llanos Blancos.

La gestion technique de GdV est contrôlée par ENDESA qui seul des trois partenaires possède la compétence adéquate. Selon toute vraisemblance, c'est aussi ENDESA qui a discuté et formulé les termes du contrat que le consortium a signé avec l'état espagnol (Ref. 9). La lecture de ce contrat permet de comprendre pourquoi il n'est pas vraiment dans l'intérêt financier du consortium de produire trop d'électricité au moyen des éoliennes et pas du tout avec la composante hydraulique de GdV. En fait, tel que rédigé, le contrat récompense GdV un peu plus quand les turbines hydrauliques sont au repos que quand elles produisent de l'énergie.

Tout d'abord à la lecture de l'article 3 on remarque qu'on n'achète pas très cher à GdV l'électricité qu'il produit – 15,57 €/MWh – par comparaison avec le prix payé pour l'électricité diesel. Ce faible tarif ne sert qu'à couvrir le coût variable de la production électrique (« *Coste variable de generación horario* »). Ainsi, en 2015, l'électricité produite par GdV n'engendrera qu'un revenu de 136 100 €³², c'est à dire seulement quelques pourcents des 7 M€ que GdV s'attend à recevoir en Mars 2016 des mains du Ministre de l'énergie.

Mais si GdV n'est pas payé pour produire de l'électricité et au moins s'approcher du but « 100 % renouvelable » pourquoi l'est-il ? La réponse est donnée dans les articles 4 et 5 du contrat. GdV n'est pas

³⁰ Information extraite de http://www.eldiario.es/canariasahora/premium_en_abierto/unelco-endsa-luz-monopolio-deficit_de_tarifa-renovables-petroleo_0_250225145.html

³¹ Cette valeur place l'efficacité thermique à électrique de Llanos Blancos à 36,7 %.

³² La référence 8 publiée le 12 Décembre 2015 par Universo Canario donne une valeur plus petite : 118 138 €. Nous pensons que cet article publié avant la fin de l'année n'a pas pris en compte la production du mois de Décembre.

payé pour ce qu'il fait, mais pour ce qu'il pourrait faire, comme une compagnie d'assurances « *garantía de potencia* ».

Dans l'article 4 du contrat on trouve plusieurs formules qui expliquent comment le revenu annuel total R est calculé. Elles peuvent se condenser sous la simple forme suivante :

$$R = P_t \cdot r \cdot (F_{\text{eff}}/F_{\text{ref}}),$$

où P_t (en MW) est la puissance installée totale des turbines hydrauliques. Nulle part dans le contrat on ne voit apparaître la puissance des pompes ni celle des éoliennes dans le calcul du revenu R ³³. Par ailleurs r (en €/MW) couvre a) le coût annuel de l'investissement de toute l'installation par MW, b) le coût annuel fixe d'exploitation par MW, c) le coût annuel associé au remplissage initial des réservoirs d) une « *retribución* » destinée à s'assurer que le projet est suffisamment rentable (elle peut atteindre 122 000 €/MW). La quantité F_{ref} (sans dimension) est une référence de facteur de charge annuel moyen de puissance disponible. Le contrat la place à 30,5 %. Donc la performance de GdV qui décide du revenu annuel est le facteur de charge de puissance effective F_{eff} . Cette quantité F_{eff} est définie comme **la moyenne annuelle de la fraction de puissance hydraulique installée que GdV met à chaque instant à la disposition de l'opérateur de réseau, au cas où ce dernier en aurait besoin pour stabiliser le réseau**. Il est donc dans l'intérêt financier de GdV de maximiser F_{eff} à des valeurs supérieures à F_{ref} de façon à se rembourser le plus vite possible.

Le point intéressant ici est que ce qui est rétribué n'est pas la contribution effectivement apportée à la stabilité du réseau qui, comme nous l'avons vu, sauf pour deux heures, a été assurée par la centrale diesel mais **le potentiel de GdV à offrir cette garantie** de stabilité sans qu'il ait besoin de le mettre en œuvre. De fait, la plupart du temps, l'usage de ce potentiel par une production hydraulique ne pourrait que diminuer la garantie si la puissance éolienne envoyée au même moment à GdV n'était pas suffisante pour pomper la même quantité d'eau qu'on aurait laissé s'écouler sur les turbines. La formule permet de comprendre pourquoi la puissance installée des turbines est presque deux fois supérieure à celle des pompes qui, elle, n'intervient pas dans le calcul du revenu. Elle explique aussi le sous-emploi des turbines qui n'ont jamais fonctionné à mieux que 30 % et la plupart du temps à 5 %. Accroître P_t et donc la fraction de puissance hydraulique qui reste au repos tend aussi à accroître F_{eff} qui deviendrait égal à 100 % si P_t s'accroissait à l'infini.

Compte tenu du contrat, pour le consortium, la situation financièrement optimale est la suivante a) un volume d'eau dans le réservoir supérieur au moins égal au volume du réservoir inférieur, b) autant que possible de puissance hydraulique prête à fonctionner et c) un réservoir inférieur vide. La figure 9 montre que ce n'est pas ce qui arriverait si on cherchait à utiliser au maximum l'eau pompée. En effet pour une telle utilisation optimale, le réservoir inférieur retrouverait rapidement son niveau initial tant que de l'énergie éolienne ne serait pas envoyée aux pompes. Au contraire, si on suit ce qui s'est passé pendant la seconde moitié de 2015, on trouve que la stratégie adoptée par GdV garantissait que le réservoir inférieur soit vide ou presque vide donc dans une situation d'attente perpétuelle d'une production hydraulique qui, parce qu'elle ne se matérialisait presque jamais, permettait une maximisation des revenus. En un sens, la façon dont le contrat a été rédigé et dont GdV a été défini et exploité ne tend pas à optimiser la fraction renouvelable ni le EROEI (Energy Return on Energy Invested) mais bien plutôt le €ROEI (Euro Return on Euro Invested).

Bien sûr, à intervalles, REE doit s'assurer que la garantie de puissance annoncée par GdV existe vraiment. Ceci explique probablement le test de deux heures soigneusement planifié du Dimanche 9 Aout à midi. On doit s'attendre régulièrement à de tels tests plus probablement pendant des épisodes ventés comme par exemple ceux qu'on est sûr d'observer pendant les mois de Mai à Septembre (voir note 25). Il est aussi probable que GdV se doit vérifier régulièrement que les turbines au repos la plupart du temps sont bien en état de fonctionner. De ce point de vue, il serait intéressant de savoir si les épisodes de production hydrauliques de l'automne 2015 ont impliqué une rotation des turbines utilisées. En effet la puissance produite dans chaque épisode a toujours été inférieure à la puissance nominale d'une seule turbine.

Rétribuer la contribution effective à la stabilité du réseau est une procédure standard des systèmes électriques intégrés. Elle fait partie de leur gestion technique et financière journalière. Il y a même un marché pour cela. Plus récemment on a vu apparaître la notion de « marché de capacité » par lequel un propriétaire de centrale serait rétribué par MW installé juste pour tenir compte de ce que sa centrale est là, prête à offrir

³³ Elles sont bien sûr implicitement présentes dans les coûts d'investissement bien que ceux-ci soient uniquement indexés en fonction de la puissance des turbines hydrauliques.

une contribution à la stabilité du réseau³⁴. Cette notion nouvelle qui est loin d'être figée est actuellement le sujet d'intenses discussions par suite du choix des politiques de favoriser les productions éoliennes et solaires ; un choix qui conduit de fait à une déstabilisation progressive des réseaux. Dans ces conditions, les propriétaires de centrales à gaz dont le modèle économique est mis à mal par la priorité d'injection accordée aux énergies renouvelables menacent de placer leur centrale sous cocon si le réseau n'accepte pas de les payer, juste pour que celle-ci reste connectée, sans nécessairement produire si le prix du marché n'est pas favorable, mais prête à le faire si la stabilité du réseau le réclame. Cependant, on est ici dans une situation où une compagnie électrique privée demande à être rémunérée car elle en mesure d'offrir une compensation technique pour un dommage à la stabilité du réseau engendré par des concurrents que seule une décision politique a placés dans une situation d'avantage économique.

L'ironie de la situation à El Hierro est qu'il n'y avait pas de problème d'instabilité de réseau avant la mise en route de Gorona del Viento. La centrale diesel était capable de fournir à la fois la puissance électrique et la stabilité (d'ailleurs c'est ce qu'elle a continué à faire). La formulation du contrat signé par l'état espagnol fait que GdV n'est pas vraiment payé pour l'énergie qu'il produit, ni même pour sa contribution à la stabilité du réseau, mais pour une contribution **potentielle** de sa composante hydraulique à une stabilité que par ailleurs sa composante éolienne met **effectivement** en danger. On pourrait donc dire de la politique énergétique actuelle sur El-Hierro qu'« elle récompense le coupable ».

Remerciements

L'auteur tient à remercier particulièrement Roger Andrews et Jean-Jacques Hérou qui en plus d'avoir attiré son attention sur l'existence des données REE pour ce projet énergétique remarquable lui ont aussi fourni des données complémentaires, des idées, des critiques constructives et des encouragements. J'ai aussi bénéficié de nombreuses informations fournies par les correspondants du site « Energy Matters ». Finalement je remercie les membres de SLC qui m'ont aidé à améliorer sa présentation.

Addition de dernière minute

Alors que ce document était déjà presque complètement rédigé, mon attention a été attirée sur une publication dans *Diarioelhierro* du 23 Juin 2014, c'est-à-dire quelques jours avant l'inauguration de GdV, par des ingénieurs ayant travaillé pour ce projet, Mr. S. Gonzales et J. Falcon³⁵. Dans ce texte, les deux ingénieurs s'insurgent de ce qu'ils appellent les *phrases grandiloquentes* concernant GdV. Ils insistent sur le fait que dans les meilleures conditions possibles, GdV ne peut atteindre qu'une fraction renouvelable de 55 % (en Sect. VII au moyen des données éoliennes et de consommation de la seconde partie de 2015, nous trouvons 46,3 %) et que 25 % sera probablement plus près de la réalité (en Sect. VI nous avons vu que sur ces mêmes six mois on a observé 30.2 %). Bien qu'ils ne discutent pas les termes du contrat signé avec l'état espagnol, ils prédisent que GdV va conduire à une augmentation du prix de la production du MWh électrique sur El-Hierro. Ils ajoutent que rien dans ce projet ne peut être considéré comme technologiquement innovant. Avec le recul, ce document présente les qualités de lucidité, de précision et d'honnêteté qui manquent singulièrement à l'immense majorité des publications qui ont été consacrées à Gorona del Viento depuis son inauguration.

³⁴ Par exemple la future centrale à gaz de Landivisiau a obtenu d'être dédommée au niveau de ~40 M€ par an pour sa contribution à la stabilisation du réseau de la Bretagne, une région qui a officiellement parié son futur électrique entièrement sur des énergies renouvelables et, sans le dire, sur la centrale nucléaire de Flamanville dans la région Normandie voisine. En Allemagne, la compagnie EoN est en négociations pour une indemnisation similaire pour sa nouvelle centrale à gaz d'Irsching (https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk_Irsching).

³⁵ http://www.diarioelhierro.es/t26496/pag02.asp?Id_registro=151989&BDi=INICIO&Id=26496&Md=7