

# Étude de cas INTÉGRATION AU RÉSEAU DU PROJET ELECTRIC WIND *Cabo Verde*

## CONTEXTE

Le Cabo Verde est un archipel avec neuf îles habitées et une population totale d'environ 540 000 personnes (2016). Les promoteurs de ce projet d'énergie éolienne de 0,5 MW ciblent stratégiquement les îles avec les plus faibles pointes de charges et ont commencé avec l'île de Santo Antão qui compte environ 40 000 habitants.

Le parc éolien de Santo Antão a été cofinancé par le gouvernement des Pays-Bas, dans le cadre du Programme PSOM/PSI dont l'objectif principal était la promotion du secteur privé dans certains pays en développement grâce à des partenariats économiques entre entrepreneurs privés locaux et néerlandais. Une nouvelle société a été créée (*Electric Wind SA*), avec un actionnaire cap-verdien (*Electric Lda*) et un actionnaire néerlandais (*Main Wind bv*). Au cours de la mise en œuvre du projet, *Main Wind bv* a fait faillite et a été remplacée par une autre société néerlandaise, *Green Energy Services bv*. Le parc éolien est entré en service en avril 2011, avec deux éoliennes de 250 kW, mais les développeurs prévoient d'installer deux autres unités de 250 kW, qui devraient être mises en service d'ici décembre 2018.

## FAITS CLÉS

Site	Aguada de Janela, Paúl île de Santo Antão
Technologie	Aérogénérateurs
Capacité de production	0,5 MW
Développeur	Electric Wind SA
Operateur	Electric Wind SA
Mise en service	Avril 2011
Coût des investissements	Environ 900 000 EUR
Financement	Capitaux propres, prêts des actionnaires, subvention



Une licence de producteur indépendant d'électricité (IPP) a été accordée à *Electric Wind* par la Direction de l'Energie du Cabo Verde, et une convention d'achat d'électricité (CAE) a été signée avec *Electra* SARL, la compagnie nationale d'électricité, pour une période de 20 ans. Un prix fixe par kWh a été convenu entre les deux parties, qui a été inférieur au coût évité du carburant de la production d'énergie thermique par *Electra*. Le tarif n'est pas subventionné mais pendant les cinq premières années d'exploitation, *Electric Wind* a bénéficié d'une exonération de l'impôt sur les sociétés, conformément à la législation en vigueur à l'époque.

## LE PROJET

Lorsque le parc éolien est entré en activité, l'île de Santo Antão était desservie par deux systèmes électriques isolés, composés de vieilles unités diesel. Le parc éolien était relié au système électrique de Ribeira Grande qui était alimenté par trois petits groupes électrogènes diesel (500 kVA, 1 000 kVA et 1 000 kVA), qui avaient en 2011 un diagramme de charge moyenne, comme le montre la figure 2 (charge maximale de 1 500 kW et une charge de base de 800 kW) et desservaient environ 6 680 clients, principalement domestiques.

Ces conditions ont conduit à la sélection de petites éoliennes de 250 kW, type MICON M530-250/50 avec les caractéristiques techniques suivantes : générateur asynchrone, régulation de décrochage, tour de 28 mètres de haut, 3 lames de 13 mètres de long. Les éoliennes ont été fabriquées en 1993, exploitées pendant 14 ans aux Pays-Bas, puis stockées pendant trois ans et finalement réinstallées au Cabo Verde en décembre 2010.

L'interconnexion et la modernisation du réseau électrique ont été réalisées en 2015/2016, la cinquième et sixième année après la mise en service du parc éolien. Une grande partie des lignes aériennes de moyenne tension ont été remplacées par des lignes souterraines, des postes de transformation et des postes de sous-stations ont été renouvelés, des relais de protection ont été installés ou remplacés aux points les plus sensibles du réseau électrique.

Parallèlement à l'interconnexion des réseaux électriques, une nouvelle centrale électrique centralisée avec deux nouveaux groupes diesel de 1 875 kVA chacun a été érigée à Porto Novo, couvrant la demande de toute l'île. Cette centrale utilise temporairement du diesel mais est également conçue pour le fioul/carburant 180. En outre, il y a encore les deux générateurs diesel existants d'une capacité de 1 000 kVA chacun.

Le système dessert actuellement environ 12 000 clients, la charge de pointe a augmenté à 2 800 kW et la charge de base à environ 1 500 kW.

Le promoteur a choisi des éoliennes d'occasion, qui étaient en service depuis 14 ans au moment de l'acquisition, en raison de leur bas prix à l'époque. La réduction des coûts d'investissement était cruciale, car il n'y avait pas de prix subventionné pour la production d'énergie éolienne au Cabo Verde et, en plus, le projet devait offrir un prix compétitif par rapport aux autres producteurs d'électricité. Pour garantir un bon entretien des unités d'occasion installées et la disponibilité des pièces de rechange en temps opportun, le promoteur national du projet a choisi un partenaire néerlandais (*Green Energy Services* BV) qui exploitait le même type d'éoliennes aux Pays-Bas.

## JALONS DU PROJET



Décembre :  
Signature du  
contrat de sub-  
vention avec le  
Gouvernement  
Néerlandais



Juillet :  
Constitution et en-  
registrement de la  
société de projet

Novembre :  
Certification du  
statut d'investis-  
seur étranger,  
obtention d'une  
licence de produc-  
tion d'électricité et  
signature du CAE  
avec *Electra*



Mars :  
Déclaration de fail-  
lite de *Main Wind*  
BV par la cour de  
Rotterdam

Novembre :  
Remplacement  
de *Main Wind* BV  
par *Green Energy*  
*Services* BV comme  
actionnaire de la  
société de projet



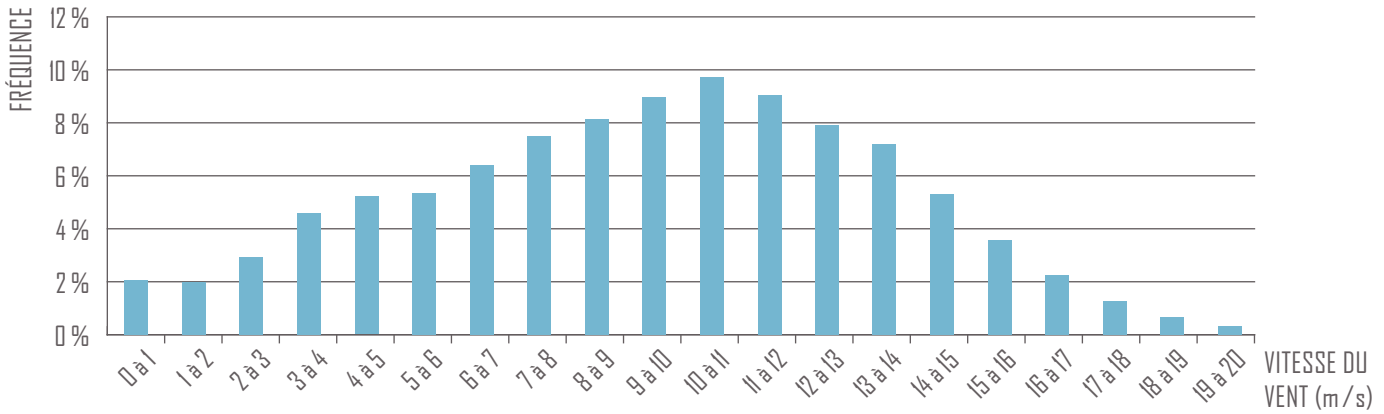
Avril :  
Mise en service du  
parc éolien

Les données de vent ont été collectées sur site par le maître d'ouvrage pendant une période de 12 mois (mai 2008–avril 2009), et les résultats d'analyses statistiques correspondants sont comme suit (voir aussi figures 1, 2 et 3) :

- I. Vitesse moyenne du vent de 9,42 m/s à 10 mètres de hauteur ;
- II. le vent soufflant des directions N–NNE–NE 90 % du temps ;
- III. Diagramme quotidien montrant des vitesses de vent plus élevées pendant la période de 10 h à 17 h ;
- IV. Vent annuel avec des vents plus forts de janvier à juillet et des vents moins forts d'août à décembre.

Ce projet pourrait-il atteindre un niveau acceptable de production d'énergie éolienne et donc de viabilité financière ? Ce projet pourrait-il maintenir un fonctionnement régulier des éoliennes d'occasion au fil des années, ainsi qu'une bonne performance technique, permettant un fonctionnement stable de l'ensemble du système électrique par l'opérateur du système ?

**Figure 1 : Distribution de la fréquence de la vitesse du vent**



**Figure 2 : Modèle de vitesse du vent quotidien par rapport à la demande moyenne de puissance**

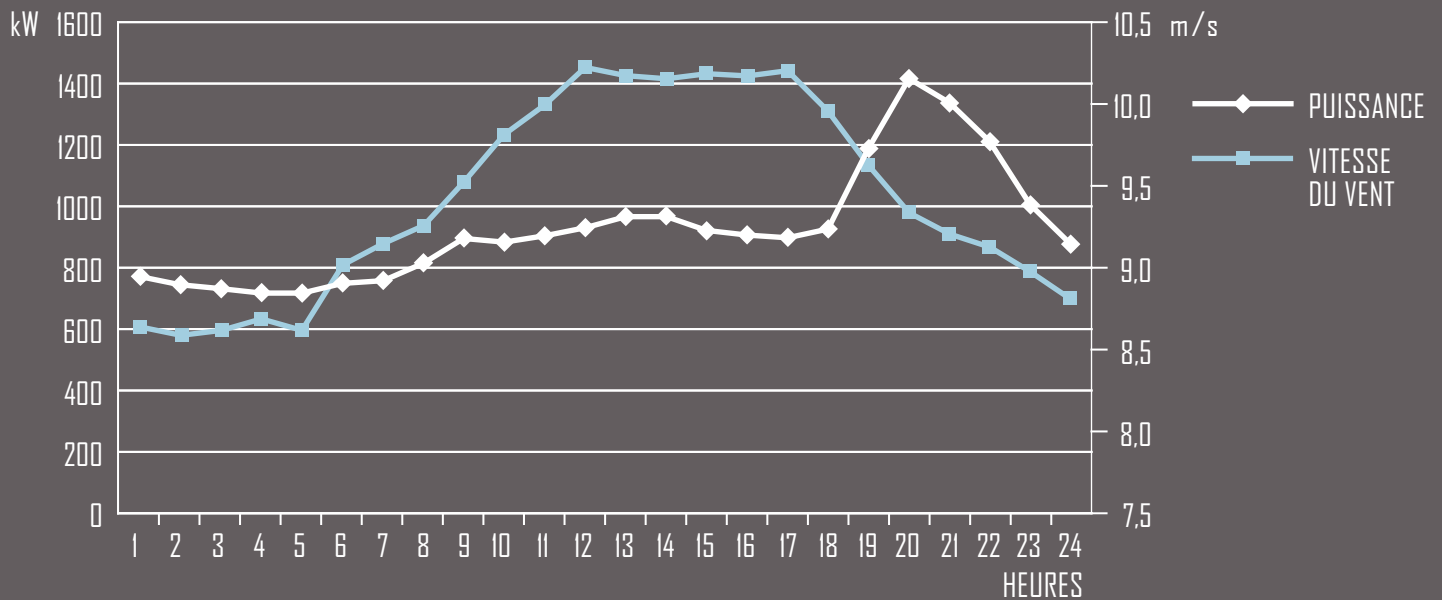
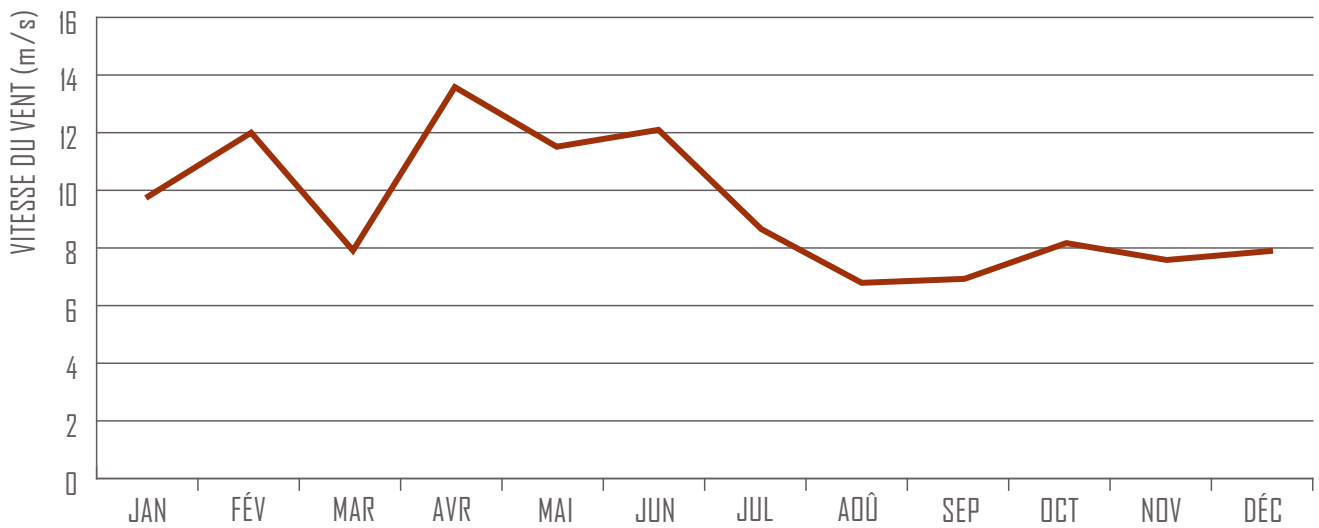


Figure 3 : Vent annuel



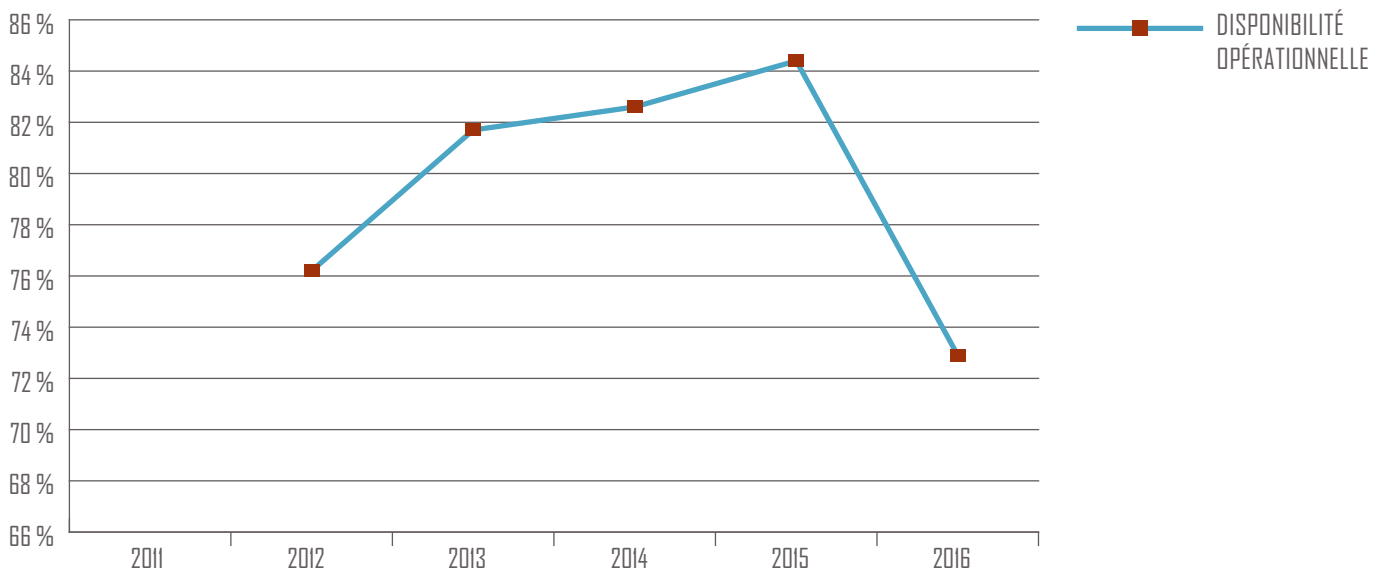
## PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE

### Disponibilité opérationnelle

La disponibilité opérationnelle du parc éolien a augmenté de manière continue entre 2011 et 2015 (voir figure 4). En 2016, est survenu un dommage majeur à la deuxième unité éolienne, qui a duré trois mois et, par conséquent, il y a eu une diminution significative

de la disponibilité opérationnelle moyenne au cours de cette année. Considérant que les éoliennes sont des unités d'occasion avec 20 ans de fonctionnement, la disponibilité opérationnelle globale a été très bonne. Après la réparation de l'éolienne n° 2, il est prévu que la disponibilité opérationnelle augmentera à nouveau au niveau de référence de 80 %.

Figure 4 : Disponibilité opérationnelle



## Facteur de production et de capacité

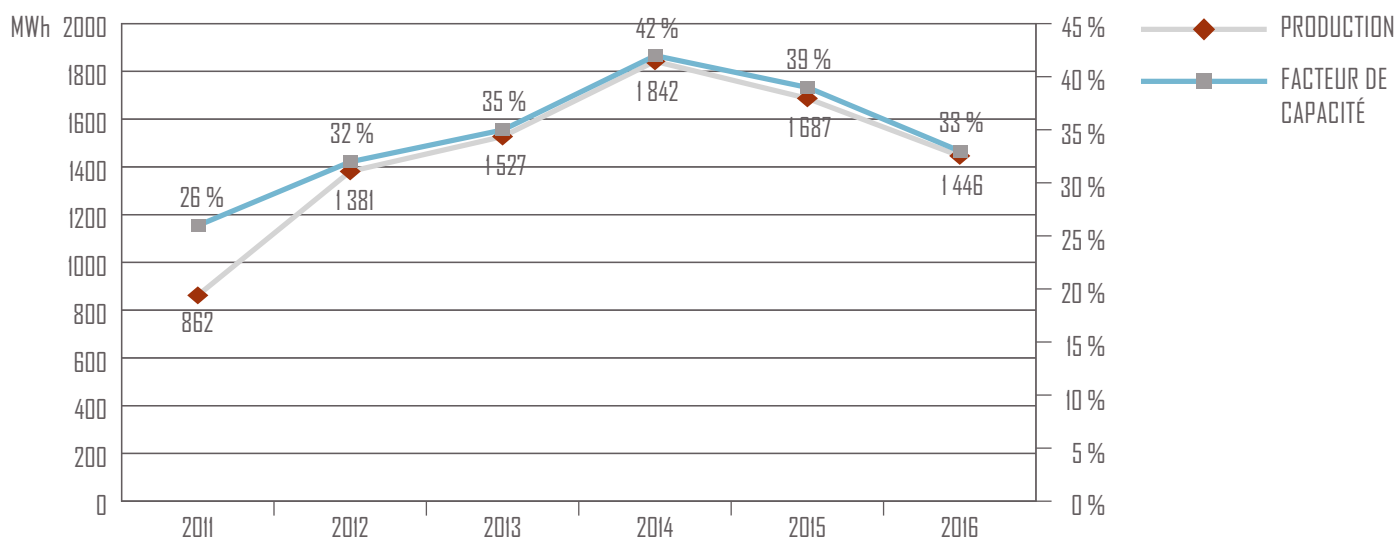
La production d'électricité est le résultat combiné de la disponibilité opérationnelle et des conditions de vent. Ainsi, il n'est pas surprenant de trouver un profil oscillatoire de la production d'électricité.

La production annuelle estimée au stade de la planification était d'environ 1 600 000 kWh. La figure 5 montre que le parc éolien s'est comporté comme prévu. L'année 2011 a été une exception en

raison de la courbe d'apprentissage et, de plus, le parc éolien n'a fonctionné que pendant neuf mois (d'avril à décembre).

Le facteur de capacité du parc éolien varie en fonction de la variation de production, et les valeurs supérieures à 40 % sont considérées comme bonnes. Le facteur de capacité moyen pour la période 2011–2016 était de 35 %, ce qui constitue une bonne valeur pour le matériel d'occasion, même si cet indicateur de valeur peut être augmenté à l'avenir.

Figure 5 : Production du parc éolien (MWh) et facteur de capacité (%)

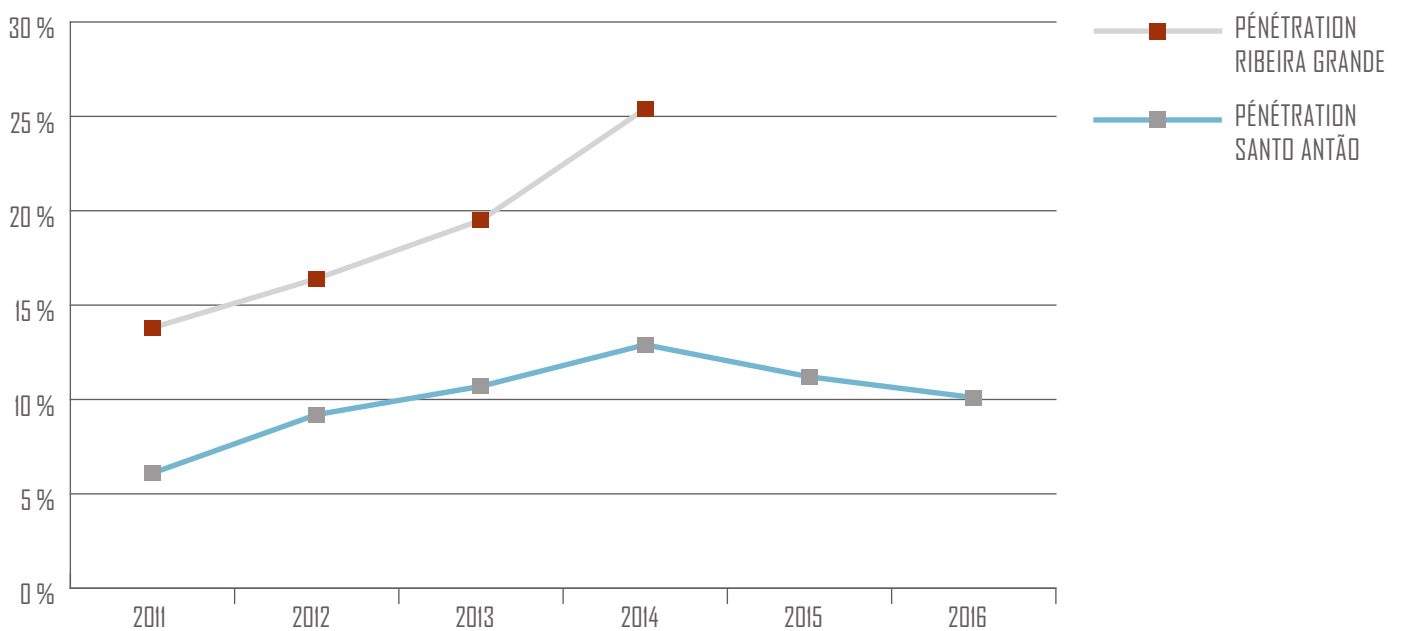


## Pénétration de l'énergie éolienne

Jusqu'en 2014, l'île de Santo Antão était desservie par deux systèmes électriques séparés. Sur la période 2012–2014, la pénétration annuelle moyenne de l'énergie éolienne sur le réseau électrique auquel le parc éolien était raccordé (Ribeira Grande) variait entre 16 % et 25 %, comme le montre la figure 6.

En 2016, l'interconnexion des deux systèmes électriques a été conclue. Si la pénétration de l'énergie éolienne est calculée par rapport à l'ensemble de l'île, la contribution de l'énergie éolienne varie entre 9 % et 13 %. Cette interconnexion des systèmes électriques ouvre la possibilité pour la mise en œuvre de la deuxième étape du projet avec la construction de deux éoliennes supplémentaires de 250 kW chacune et, par conséquent, la pénétration de l'énergie éolienne devrait augmenter à nouveau à environ 25 %.

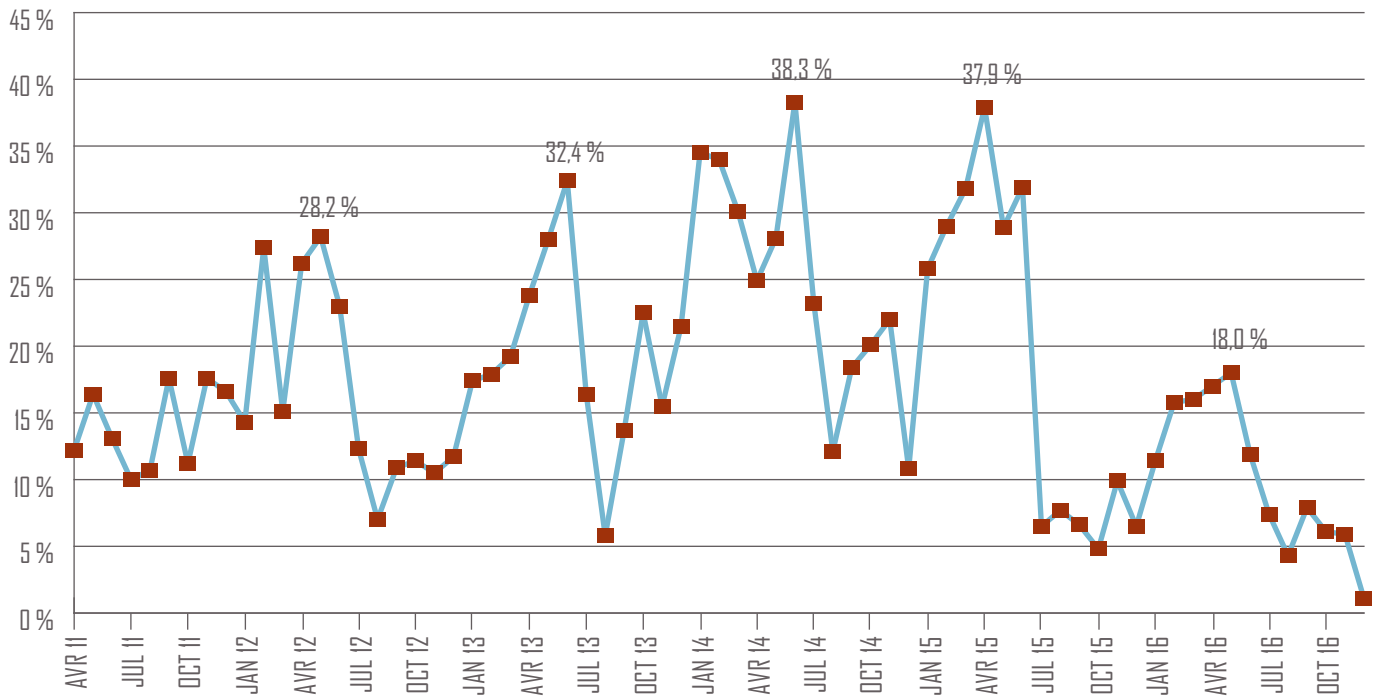
**Figure 6 :** Pénétration moyenne annuelle de l'énergie éolienne dans le système électrique



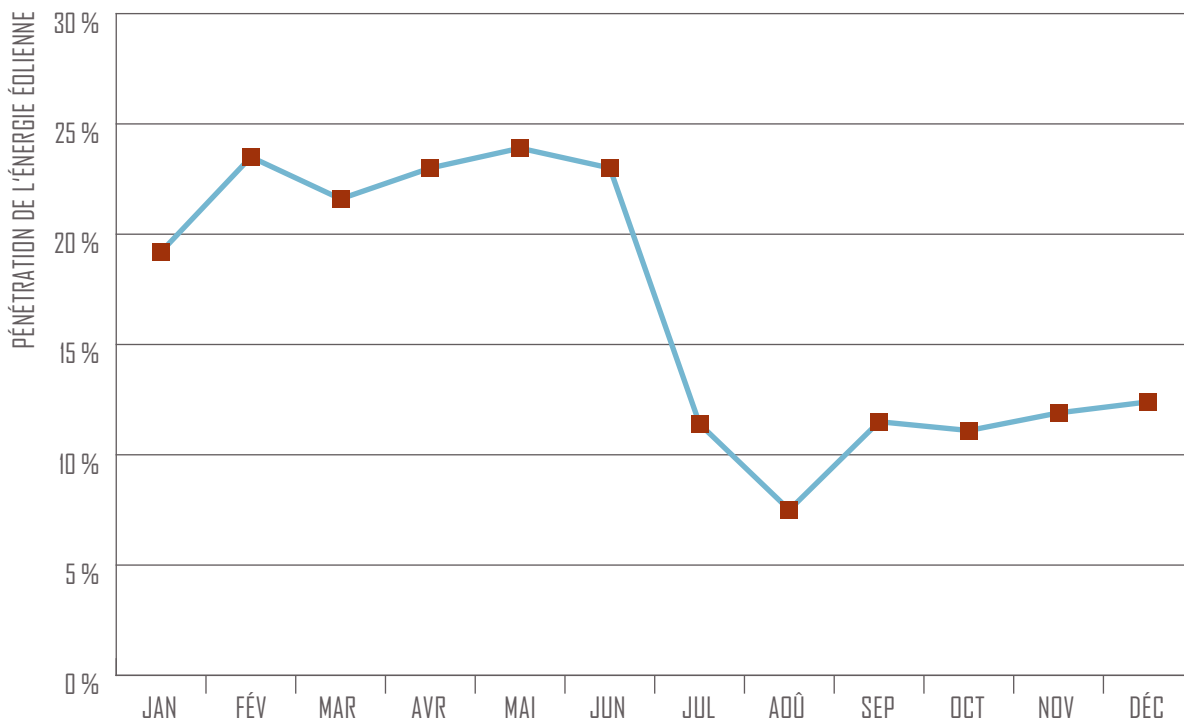
La pénétration mensuelle moyenne de l'énergie éolienne varie considérablement au cours de l'année, comme l'illustre la figure 7, avec des valeurs maximales comprises entre 28 % et 38 % et des valeurs minimales comprises entre 5 % et 10 %. Il convient de noter, encore une fois, que depuis juillet 2015, il existe un système électrique unique pour l'ensemble de l'île et que, par conséquent, les valeurs de pénétration moyenne mensuelle de l'énergie éolienne étaient significativement plus faibles qu'auparavant. Les pointes de pénétration instantanée de l'énergie éolienne sont autour de 50 %.

La moyenne des valeurs mensuelles de la pénétration de l'énergie éolienne sur toute la période 2011–2016 donne une image claire de la variation saisonnière, avec un profil très similaire au profil annuel de la vitesse du vent montré dans la figure 3.

**Figure 7 : Évolution de la pénétration moyenne mensuelle de l'énergie éolienne dans le système électrique**



**Figure 8 : Variation saisonnière de la pénétration de l'énergie éolienne au cours de la période 2011–2016**



## Défis d'intégration au réseau

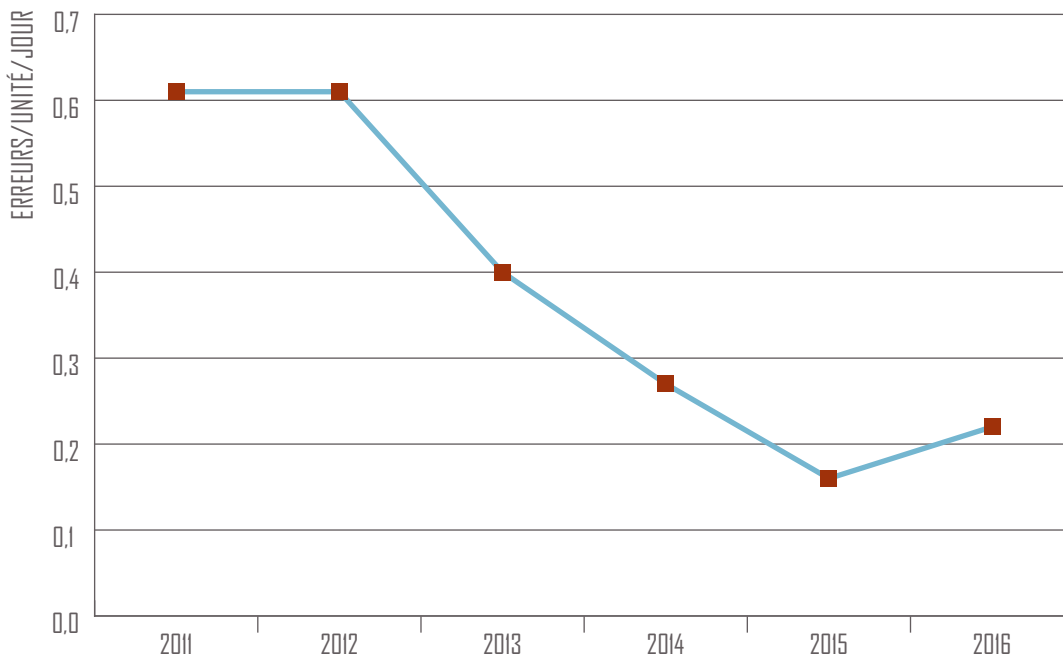
Dans le cas d'un système électrique faible et isolé, l'intégration au réseau d'un parc éolien nécessite une évaluation approfondie de plusieurs variables techniques. Un seul parc éolien peut générer un pourcentage élevé de la production totale d'électricité dans un petit système comme celui de Santo Antão. Dès le stade de la planification, une attention particulière doit être portée à la puissance éolienne installée pour éviter l'instabilité du réseau, en particulier, sur la fréquence du réseau.

Il convient également de veiller à ce que l'exploitation du parc n'augmente pas les anomalies survenant dans les centrales conventionnelles, telles que les coupures de courant, ou conduise à des générateurs diesel fonctionnant en dessous de la puissance minimale recommandée par le constructeur. Sur la base de prévisions

précises des conditions de vent et de la demande de charge, des règles de répartition devraient être convenues entre la compagnie nationale d'électricité et l'opérateur du parc éolien afin d'adapter la production éolienne à la demande et aux conditions requises pour le fonctionnement des centrales thermiques. Enfin, pour les éoliennes d'occasion, il est important de surveiller le pourcentage d'erreurs dues au vieillissement par rapport aux autres types d'erreurs.

Lorsqu'une anomalie se produit, le système de surveillance et de contrôle de l'éolienne arrête l'unité et enregistre un signal d'erreur. Le nombre total d'erreurs a considérablement diminué, passant de 0,61/unité/jour en 2012 à 0,22/unité/jour en 2016, soit l'équivalent d'une erreur par unité d'éolienne tous les 4,5 jours. Ceci est un acquis très significatif, montrant une grande amélioration de la performance technique du parc éolien.

Figure 9 : Erreurs de fonctionnement au parc éolien



## Quel est le type d'erreur le plus courant ?

Étant donné que le parc éolien travaille avec des vieilles éoliennes n'ayant aucune capacité de contrôler la production d'énergie active fournie au réseau électrique, la variation des conditions de vent implique nécessairement une variation de la production d'énergie éolienne. D'autre part, avant l'interconnexion des deux réseaux électriques de Santo Antão, le parc éolien fonctionnait en même temps qu'une petite centrale diesel dont les systèmes de contrôle et de régulation de la fréquence et de la tension n'étaient pas assez efficaces. Sous ces limitations techniques, le principal problème était d'éviter un taux de pénétration instantané de l'énergie

éolienne supérieur à 50 %. Au-dessus de ce taux de pénétration, les systèmes de contrôle de la centrale diesel ne pouvaient plus garantir un fonctionnement stable et la fréquence commençait à osciller.

Outre le problème mentionné ci-dessus, d'autres ont eu lieu. Les anomalies peuvent être classées en quatre groupes différents, comme le montrent les Figures 10 et 11 : I. Erreurs liées à la stabilité du réseau ; II. erreurs liées à des problèmes venant du réseau électrique public ; III. erreurs liées directement aux éoliennes ; IV. autres types d'erreurs.

Les problèmes liés à la stabilité du réseau sont principalement des erreurs de défaut de fréquence, qui se produisent lorsque la fré-



quence est en dehors de la plage entre 49,0 Hz et 51,0 Hz (réglage d'origine). Habituellement, cette erreur est associée à de forts vents et se produit lorsque la pénétration instantanée d'énergie éolienne est supérieure à 50 %. Au cours des six premiers mois d'opération du parc éolien, une conférence téléphonique a été organisée deux fois par jour avec *Electra* pour surveiller la production d'énergie éolienne, le diagramme de puissance de la centrale diesel et les performances des générateurs diesel. Les prévisions de production d'énergie éolienne pour 12 heures ont été faites de manière empirique à partir des informations sur la vitesse du vent du site Web [www.windfinder.com](http://www.windfinder.com), combinées au profil de vent quotidien sur le site du parc éolien. Selon la situation quotidienne actuelle, l'une des décisions suivantes a été prise pour les 12 heures suivantes :

- i. les deux éoliennes devraient continuer à fonctionner ensemble ;
- ii. une unité devrait être arrêtée pendant la journée (arrêt manuel) ;
- iii. une unité devrait être arrêtée pendant la nuit (arrêt manuel).

Sur la base de l'expérience des six premiers mois de fonctionnement, les mesures suivantes ont été prises pour réduire le nombre d'arrêts manuels des éoliennes et permettre au système de commande d'agir automatiquement :

- i. la plage autorisée de fonctionnement des éoliennes a été élargie à 48,0 Hz–52,0 Hz ;
- ii. le temps de déclenchement de la protection contre les défauts de fréquence a été fixé à des valeurs différentes à chaque turbine, en évitant que les deux unités soient arrêtées en même temps ;
- iii. la régulation de décrochage des éoliennes a été modifiée afin de réduire la capacité de production sous forte intensité de vent de 300 kW à 260 kW.

En conséquence, le nombre de fautes de fréquence est devenu plus faible, et comparé à une part initiale de 64 % du nombre total d'erreurs en 2011, elles ne représentaient que 8 % de toutes les erreurs en 2016 (voir figures 10 et 11). En raison de cette évolution positive, la téléconférence quotidienne a été remplacée par des téléconférences occasionnelles depuis 2014. Après l'interconnexion des deux réseaux au début de 2016, il n'a pas été nécessaire de réduire la puissance et, par conséquent, les demandes de la société nationale d'électricité de déconnecter le parc éolien ne sont maintenant liées qu'à l'entretien régulier et la résolution de problèmes du réseau électrique.

Les anomalies au niveau des éoliennes sont maintenant la principale raison de disfonctionnement du parc éolien. Cela n'est pas surprenant, car les défaillances de composants deviennent de plus en plus fréquentes après 20 ans d'opération. Cependant, un plan de maintenance plus strict est en cours de mise en œuvre afin de garantir un fonctionnement normal du parc éolien pendant toute sa durée de vie.

En ce qui concerne les problèmes du réseau électrique, ceux-ci devraient diminuer au cours des prochaines années, en raison des investissements considérables réalisés par la société nationale d'électricité pour la modernisation du réseau et la construction d'une nouvelle centrale thermique moderne.

Figure 10 : Nombre absolu d'erreurs par type

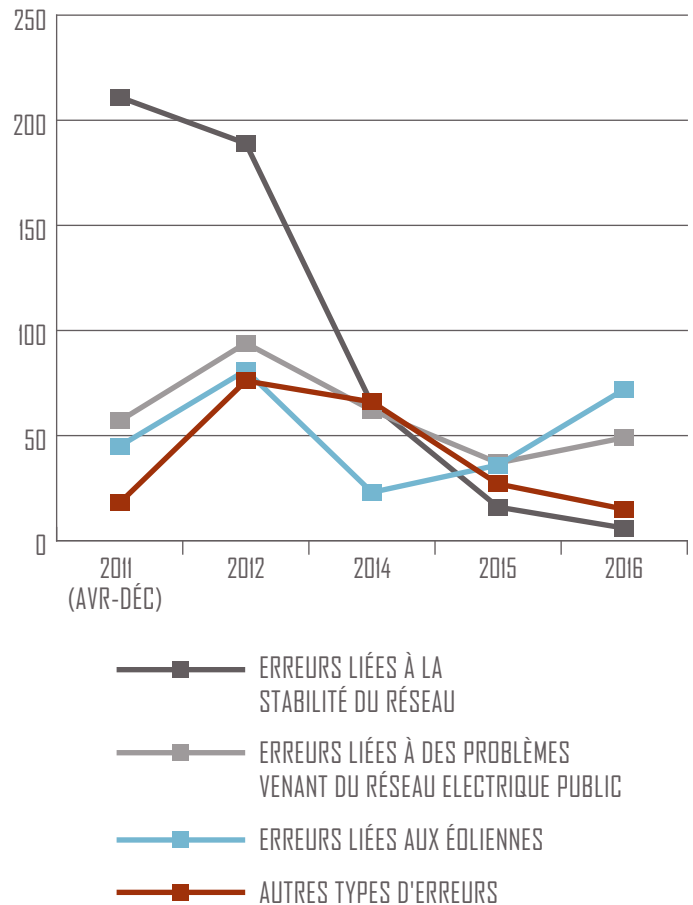
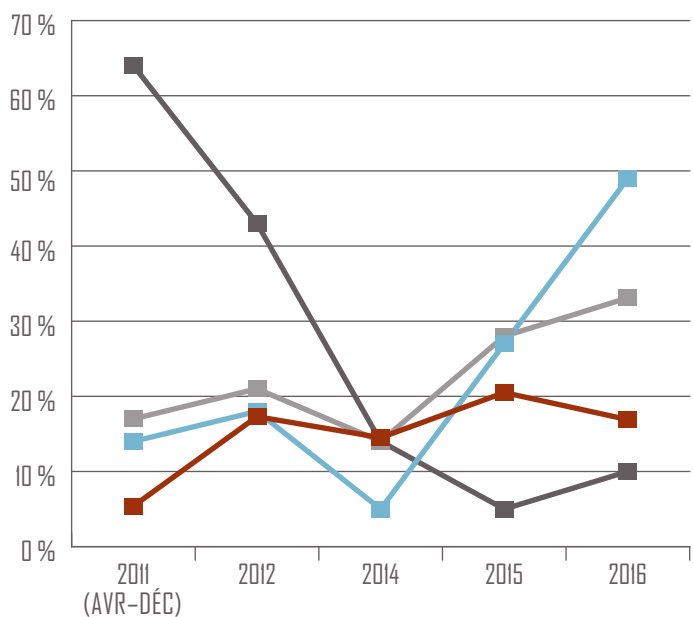


Figure 11 : Erreurs en pourcentage



## Extension planifiée du projet

La deuxième étape du projet devrait avoir lieu en 2018, avec la construction d'autres éoliennes de 2 × 250 kW, et aucune contrainte technique n'est anticipée.

La charge de pointe actuelle de l'île entière (année 2016) est d'environ 2 800 kW et la charge de base d'environ 1 500 kW. Pour la période 2019–2021, la pénétration moyenne de l'énergie éolienne devrait encore augmenter pour atteindre environ 20 % à la suite de la mise en service de la phase 2 du projet d'*Electric Wind*. Probablement, au cours de la période 2019/2021, il sera nécessaire de restreindre la puissance éolienne, pendant les périodes de vents forts, afin d'éviter que la pénétration instantanée de l'énergie éolienne dépasse 50 %.

Un système de surveillance sera installé à la centrale diesel, permettant l'accès à distance au tableau de bord de chaque éolienne pour avoir des informations en ligne et prendre des décisions de gestion en temps opportun. Le système sera en mesure de contrôler le parc éolien à distance, mais cela ne devrait être fait que pour des situations très spécifiques à convenir entre les deux parties. Un analyseur de réseau sera également installé à un point sélectionné du réseau électrique, afin de recueillir des données appropriées pour l'évaluation de l'impact de l'exploitation du parc éolien sur le réseau public, en particulier pour la variation de fréquence.

Enfin, une étude de flux d'énergie sera réalisée pour évaluer la contribution du parc éolien à la réduction des pertes de puissance et des chutes de tension dans le réseau.

Si l'on constate qu'un taux de pénétration moyen de 20 % à 25 % peut être atteint sans perturbation notable du réseau électrique, un nouvel objectif plus élevé peut être proposée au gouvernement dans le cadre d'un nouveau projet.

## VIABILITÉ FINANCIÈRE

La viabilité financière de tout projet de parc éolien dépend de divers facteurs, notamment l'investissement financier total et la quantité d'énergie fournie au réseau.

L'investissement total de ce projet était d'environ 0,9 Mio EUR, représentant un montant de 1 800 EUR/kW. Cela peut être considéré comme un investissement risqué, en tenant compte du fait que la durée de vie prévue des éoliennes d'occasion n'est que de 10 ans. Le risque financier élevé a été atténué par une subvention du gouvernement des Pays-Bas représentant 50 % de l'investissement total. Le financement restant a été mobilisé par des prêts octroyés par les actionnaires à la société de projet, soit 25,5 % de *Green Energy Services* bv et 24,5 % d'*Electric* Lda.

*Electric Wind* ne bénéficie pas d'un prix subventionné pour l'électricité injectée dans le réseau électrique. Le revenu résulte uniquement du contrat d'achat d'électricité signé avec la société nationale d'électricité, mais il s'agit d'un projet gagnant-gagnant, puisque le projet a généré des avantages financiers pour toutes les parties intéressées.

Au cours de la période 2011–2016, l'exploitation du parc éolien a déjà permis des économies financières sur les coûts de carburant équivalant à 166 % du coût d'investissement du projet (voir tableau 1). C'est un avantage macroéconomique très important pour un petit pays qui importe environ 90 % de tout ce qui est consommé à l'interne.

En ce qui concerne la société nationale d'électricité, l'exploitation du parc éolien a été très rentable, étant donné que le prix d'achat de l'énergie éolienne injectée dans le réseau était la plupart du temps nettement inférieur au coût évité du combustible (voir tableau 2).

Pour les partenaires privés du projet de parc éolien, les résultats financiers ont également été positifs, puisque tous les investissements privés ont été totalement remboursés en 2016. Cependant,

Tableau 1 : Économies sur les coûts d'importation de carburant

ANNÉE	PRODUCTION (kWh)	ÉCONOMIES DE CARBURANT (LITRE) <sup>1</sup>	ÉPARGNE EN DEVISES ÉTRANGÈRES (EUR) <sup>2</sup>	ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE ÉVITÉES (TONNE D'ÉQUIVALENT CO <sub>2</sub> ) <sup>3</sup>
2011	861 759	237 049	203 827	612
2012	1 381 310	389 223	326 714	981
2013	1 527 097	434 277	286 426	1 084
2014	1 841 690	560 857	345 663	1 308
2015	1 687 104	477 867	213 117	1 198
2016	1 445 758	384 006	127 873	1 026
TOTAL	8 744 718	2 483 279	1 503 621	6 209

<sup>1</sup> Les économies de carburant ont été calculées sur la base de la consommation de carburant spécifique enregistrée sur la centrale diesel.

<sup>2</sup> Les économies en devises ont été calculées sur la base du coût du carburant importé déclaré par Agência de Regulação Económica (Agence de régulation économique – ARE)

<sup>3</sup> Émissions de gaz à effet de serre évitées basées sur 0,71 tonne/MWh

si les partenaires privés avaient dû mobiliser tous l'investissement initiale de 900 000 EUR (Phase I) alors un tarif plus élevé d'environ 33 % de plus que le tarif actuel serait nécessaire pour garantir la viabilité financière du projet.

Pour la phase II du projet, les coûts d'investissement seront entièrement pris en charge par les partenaires privés, mais il a néanmoins été constaté, au stade de la planification, que cette nouvelle étape apportera une meilleure performance financière pour l'ensemble du projet. Cependant, une nouvelle étude de faisabilité devrait être effectuée, actualisant les coûts des éoliennes d'occasion et incluant les nouveaux coûts dus aux modifications de la loi après 2011, tels que les taxes à l'importation pour les équipements d'occasion et les impôts sur les sociétés pendant les cinq premières années. Maintenir le tarif au même niveau de 0,13 EUR/kWh, pour les 10 prochaines années, et en même temps générer des bénéfices financiers pour tous les partenaires sera un objectif final du projet.

## CONCLUSIONS

Au stade de la planification, le parc éolien de Santo Antão était considéré comme un projet risqué, car il n'y avait aucune expérience antécédente utilisant des éoliennes d'occasion et, de plus, le parc éolien serait relié à un petit réseau alimenté par une ancienne centrale thermique. Après six années d'opération, le projet peut être considéré comme un cas de réussite d'intégration d'un petit parc éolien dans un réseau électrique isolé et faible, et des leçons importantes peuvent en être tirées.

Tout d'abord, la stabilité du réseau (variation de fréquence) peut constituer un défi dans les situations de pénétration de l'énergie éolienne supérieures à 50 %. Par conséquent, des règles de travail appropriées devraient être convenues avec l'exploitant du réseau électrique, et le système de commande des éoliennes devrait être très bien réglé en fonction des conditions de fonctionnement existantes de l'ensemble du système électrique.

La pénétration mensuelle moyenne de l'énergie éolienne varie considérablement au cours de l'année, atteignant des valeurs maximales entre 28 % et 38 % pendant les périodes de vents forts. En ce qui concerne le taux annuel moyen de pénétration de l'énergie éolienne, la variation est plus faible avec une valeur maximale de 25 %. Ce sont des valeurs très importantes pour un parc éolien de petite à moyenne envergure.

Les restrictions de production d'électricité et les défaillances du réseau électrique n'ont pas eu d'impact important sur la viabilité financière du projet. La première raison est que la production annuelle moyenne a été correctement estimée, en tenant compte des pertes de production réalistes causées par les défauts des turbines et les défauts du réseau électrique. En second lieu, *Electric Wind* a pu former une jeune équipe de techniciens capverdiens qui a acquis les compétences nécessaires pour comprendre et exploiter avec succès ce système éolien connecté à un réseau public isolé et faible.

Le financement du projet a été facilité par une opportunité de programme très spécifique, qui a permis de générer des bénéfices financiers pour les partenaires privés, la société nationale d'électricité et la balance commerciale du pays, tout en évitant des émissions de gaz à effet de serre.

**Tableau 2 : Tarif de l'énergie éolienne par rapport au coût du carburant évité**

ANNÉE	COÛT MOYEN DU CARBURANT SUR L'ÎLE DE SANTO ANTÃO (EUR/kWh) <sup>4</sup>	TARIF DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE (EUR/kWh) <sup>5</sup>
2012	0,29	0,15
2013	0,24	0,13
2014	0,25	0,13
2015	0,18	0,13
2016	0,14	0,13

<sup>4</sup> Les valeurs de coût du carburant sont basées sur la consommation de carburant spécifique à la centrale diesel de Santo Antão et sur le prix du carburant établi par ARE.

<sup>5</sup> La convention d'achat d'énergie établit un tarif d'énergie éolienne moins élevé après les 18 premiers mois d'exploitation.



## LECTURE COMPLÉMENTAIRE

Graça, Daniel (2012) : Projet éolien de Santo Antão – Le premier IPP au Cap Vert. Dans : Vilar, David (editeur), Energies renouvelables en Afrique de l'Ouest : Le statut, les expériences et les tendances.  
[http://www.ecreee.org/sites/default/files/les\\_energies\\_renewables\\_en\\_afrique\\_de\\_louest.pdf](http://www.ecreee.org/sites/default/files/les_energies_renewables_en_afrique_de_louest.pdf)

## MENTION D'IMPRESSION

Publié en novembre 2017 par  
Centre pour l'énergie renouvelable et  
l'efficacité énergétique de la CEDEAO (CEREEC)  
Achada Santo Antonio  
C. P. 288  
Praia, Cabo Verde  
[www.ecreee.org](http://www.ecreee.org)

Avec le soutien de



Mis en œuvre par

**giz** Deutsche Gesellschaft  
für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Auteur : Daniel Graça, Electric Wind SA.

Édité par Eder Semedo, Lucius Mayer-Tasch et  
Mohamed Youba Sokona.

Traduit de l'anglais par Khadidiatou Ndiaye.