



Interreg



France (Channel Manche) England

**RAPPORT T1.4 ICE : ÉVALUATION DE
L'ÉNERGIE LOCALE À L'ÉCHELLE DE LA
COLLECTIVITÉ**

13/03/2018



Rapport T1.4 : Évaluation de l'énergie locale à l'échelle de la collectivité

Jon Hardwick, Siming Zheng, Helen C.M. Smith, Oscar Fitch-Roy, Jonathan Williams, Peter M. Connor, Senthilarasu Sundaram, Gregorio Iglesias.



À propos d'ICE

Soutenu par Interreg VA France (Manche) Angleterre, le projet Énergie communautaire intelligente (ICE) vise à concevoir et à introduire des solutions innovantes et intelligentes en matière d'énergie pour les territoires isolés des îles anglo-normandes. Les îles et les territoires isolés font face à un véritable défi en termes de politique énergétique. De nombreuses îles ne sont pas raccordées à des systèmes de distribution d'électricité plus larges, et sont dépendantes des ressources énergétiques importées, généralement à base de combustibles fossiles. Les systèmes énergétiques dont dépendent ces communautés isolées ont tendance à être moins fiables, plus coûteux, et à émettre davantage de gaz à effets de serre que les réseaux du continent. En réponse à ces problèmes, le projet ICE prend en considération l'intégralité du cycle énergétique, de la production à la consommation, et intègre des technologies nouvelles ou établies de manière à délivrer des solutions innovantes pour les systèmes énergétiques. Ces solutions seront mises en œuvre et testées sur nos sites de démonstration pilote (l'île d'Ouessant et le campus universitaire d'East Anglia), pour des études de faisabilité, et afin de développer un modèle général pour parvenir à un système énergétique intelligent dans les zones isolées. Le consortium ICE rassemble des chercheurs et des organismes de soutien aux entreprises de France et du Royaume-Uni, et l'engagement avec les PME portera les projets de déploiement et fera la promotion d'une coopération européenne.



Résumé

Ce rapport est fondé sur les conclusions des rapports ICE T1.1.1 et T1.1.2 concernant l'évaluation des caractéristiques de production et de demande actuelles des deux sites cibles : l'île d'Ouessant dans le nord-ouest de la France et le campus universitaire d'East Anglia à Norfolk en Angleterre. Des évaluations de ressources sont menées pour trois technologies de production renouvelable : panneaux solaires, éolien et courants de marée (pour l'île d'Ouessant seulement). Sont inclus dans la quantification des ressources la puissance estimée qui pourrait être exportée jusque vers les réseaux locaux, ainsi qu'une étude de comparaison avec la demande. Etant donné que les trois technologies en question sont toutes dépendantes des variations naturelles des ressources et que le temps nécessaire à la production ne peut pas être anticipé, une évaluation de la corrélation entre le temps de production et celui de la consommation est incluse. En plus de la disponibilité des ressources brutes, une discussion sur les contraintes techniques, environnementales et sociales liées au développement de ces technologies est incluse. Deux autres formes potentielles de production renouvelable, la biomasse et l'énergie houlomotrice, sont présentées brièvement.

Le rapport met en évidence que chacune des technologies en matière d'énergie renouvelable a le potentiel d'approvisionner le réseau de l'île en électricité. Le moment de la journée pendant lequel la production aurait lieu, cependant, n'est pas aligné sur le profil de la demande actuelle, l'installation de ces technologies seules engendrerait la nécessité de réduire la production ou de se débarrasser d'une partie de l'énergie. Installer un système combinant l'énergie du vent, du soleil et des marées permettrait à l'île de réduire la quantité d'électricité générée par les combustibles fossiles. De façon à maximiser l'utilisation d'énergie à faible taux de carbone et à faire un plein usage des systèmes de production renouvelable :

- Une solution de stockage de l'énergie devrait être installée
- Les mesures prises pour la réduction d'énergie devraient être multipliées
- Le comportement de consommation devrait être modifié afin que le temps d'utilisation coïncide davantage avec le temps de production.

Ces études, jointes aux discussions sur les solutions de stockage d'énergie et aux changements de comportements des consommateurs, plaident en faveur du développement de la solution innovante sobre en carbone préparée par le projet ICE. Les conclusions de ce rapport alimenteront les études de stockage d'énergie et de fiabilité des réseaux qui sont menées pour le rapport ICE T1.2 et la méthodologie générale développée dans les rapports ICE T2.1 et T3.1.



Table des matières

Résumé	3
1 Introduction	11
2 Évaluation énergétique de l'île d'Ouessant	13
2.1 Vue d'ensemble du site.....	13
2.2 Évaluation de la demande d'énergie	15
2.2.1 Approvisionnement en électricité	15
2.2.2 Demande en électricité.....	15
2.2.3 Gestion de la demande	18
2.3 Réseau local	20
2.4 Quantification des ressources solaires	22
2.4.1 Méthodologie.....	22
2.4.2 Les contraintes de ressources.....	22
2.4.3 Contraintes techniques	25
2.4.4 Contraintes environnementales, sociales et politiques.....	26
2.4.5 Identification du site	27
2.4.6 Production d'énergie.....	30
2.4.6.1 Installation PV du centre sportif	30
2.4.6.2 Projets prévus	31
2.4.6.3 Expansion de l'énergie solaire sur l'île.....	35
2.5 Quantification des ressources : éolien.....	37
2.5.1 Méthodologie.....	37
2.5.2 Contraintes de ressources	38
2.5.3 Contraintes techniques	40
2.5.4 Contraintes environnementales, sociales et politiques.....	41
2.5.5 Identification du site	41
2.5.6 Production d'énergie.....	41
2.6 Quantification des ressources : énergie marémotrice	45
2.6.1 Méthodologie.....	45
2.6.2 Contraintes de ressources	46
2.6.2.1 Bathymétrie	46
2.6.2.1 Coefficient de marée.....	48
2.6.2.2 Courants de marée.....	51
2.6.3 Contraintes techniques	52



2.6.4	Contraintes environnementales, sociales et politiques.....	54
2.6.5	Identification du site	57
2.6.6	Production d'énergie.....	61
2.7	Autres technologies de production à faible émission de carbone	63
2.7.1	Énergie houlomotrice.....	63
2.7.2	Biomasse	63
2.7.2.1	PLAXX	64
2.7.2.2	SEAB	65
2.8	Technologie côté demande.....	66
2.8.1	Efficacité énergétique	66
2.8.2	Chauffage alternatif : pompes à chaleur.....	67
2.9	Scénarios de production d'énergie	67
	Scénario 1 : Installations solaires planifiées (5 sites) et une éolienne de 300 kW	68
	Scénario 2 : Exploitation solaire étendue (20 % de tous les toits) et une éolienne de 800 kW... 69	
	Scénario 3 : Exploitation solaire étendue et une éolienne de 2 MW	71
	Scénario 4 : Turbine marémotrice Sabella D10 et installations solaires prévues (5 sites)	72
	Scénario 5 : Turbine marémotrice Sabella D10 et exploitation solaire étendue.....	73
	Scénario 6 : Deux turbines marémotrices Sabella D10 et installations solaires prévues (5 sites).....	73
	Scénario 7 : turbine marémotrice Sabella D10, exploitation solaire étendue (20 % des toits) et une éolienne de 800 kW	74
3	Évaluation énergétique du campus de l'Université d'East Anglia	76
3.1	Vue d'ensemble du site.....	76
3.2	Évaluation de la demande d'énergie	77
3.3	Réseau local	78
3.4	Évaluation des ressources : solaire	79
3.4.2	Contraintes techniques.....	82
3.4.3	Contraintes sociales, environnementales et politiques.....	82
3.4.3.1	Identification du site	83
3.4.4	Production d'électricité.....	83
3.5	Évaluation des ressources : éolien.....	84
3.5.1	Méthodologie.....	84
3.5.2	Contraintes de ressources	84
3.5.3	Contraintes techniques.....	85



3.5.4	Contraintes environnementales, sociales et politiques.....	86
3.5.5	Identification du site	86
3.5.6	Production d'électricité.....	86
3.6	Approvisionnement d'autres technologies de production.....	87
3.6.1	Biomasse	87
3.7	Technologie côté demande.....	87
3.8	Scénarios de production d'énergie	87
	Scénario 1 : installation solaire de 1 MW avec une éolienne de 800 kW	87
	Scénario 2 : installation solaire de 2 MW avec une éolienne de 2 MW	88
4	Conclusions	89
	Références	91
	Annexe 1 : Rapports PVsyst	94
	Annexe 2 : Analyse harmonique des marées.....	95
	A2.1 Vue d'ensemble des analyses harmoniques.....	95
	A2.2 Niveau de marée.....	95
	A2.3 Courant de marée.....	97
	Annexe 3 : Étude de modélisation des ressources marémotrices.....	99
	A3.1 Vue d'ensemble du modèle hydrodynamique	99
	A3.2 Grilles.....	99
	A3.3 Conditions de limite.....	101
	Conditions de limite ouverte	101
	Conditions de limite fermée	101
	Lieux d'arrivée d'eau douce et données utilisées	101
	Paramétrisation du frottement de fond	102
	Autres paramètres	102
	A3.4 Conditions initiales	102
	A3.5 Étalonnage et validation.....	102
	Annexe 4 : Calculs de production d'énergie des turbines marémotrices.....	107
	A4.1 Vitesses de marée pondérées.....	107
	A3.2 Densité de puissance	108
	A3.3 Puissance électrique annuelle	108
	Distribution de vitesse	108
	Puissance électrique par réservoir.....	109
	Puissance électrique annuelle moyenne	110



Production d'énergie annuelle..... 112



Table des figures

Figure 2.1 Carte montrant l'emplacement d'Ouessant en France. (Source de la carte de référence : Open Street map)	13
Figure 2.2 Photographie aérienne d'Ouessant. (Source : IGN).....	14
Figure 2.3 Détail des différents types de visiteurs sur l'île d'Ouessant (Îles du Ponant, 2017).....	14
Figure 2.4 Séries chronologiques des besoins en électricité à Ouessant, montrant les variations heure par heure, en gris, et les moyennes journalières, en rouge.	16
Figure 2.5 Variations saisonnières de la demande en énergie électrique sur l'île d'Ouessant	17
Figure 2.6 Demande électrique moyenne sur Ouessant (axe gauche, vert) comparée aux degrés-jours de chauffage(axe droit, mauve).....	18
Figure 2.7 Demande moyenne d'électricité sur Ouessant au cours de la journée pour chaque mois de l'année.	19
Figure 2.8 Histogramme de la demande en énergie électrique sur Ouessant	20
Figure 2.9 Réseau électrique haute tension sur Ouessant (Source : Programmation pluriannuelle de l'énergie Volet relatif aux îles du Ponant, EDF).	22
Figure 2.10 EHG moyen annuel pour la France, fourni par SolarGIS (SolarGIS, 2018).	23
Figure 2.11 Rayonnement solaire mensuelle sur l'île d'Ouessant.....	24
Figure 2.12 Rayonnement solaire moyen tout au long de la journée pour chaque mois de l'année sur l'île d'Ouessant.....	25
Figure 2.13 Le centre sportif d'Ouessant, avec la moitié inférieure de l'installation photovoltaïque.	28
Figure 2.14 Images de synthèse de la salle polyvalente (gauche) et de l'auberge de jeunesse (droite) montrant un exemple d'installations solaires.	29
Figure 2.15 Carte de Lampaul montrant les sites de toits solaires. L'installation solaire PV en service sur le centre sportif (en bleu), les projets solaires prévus (en vert) et les sites potentiels sur toiture (en rouge) apparaissent. (Source de la carte de référence : IGN)	30
Figure 2.16 Production d'électricité à partir de l'installation photovoltaïque du centre sportif d'Ouessant.	31
Figure 2.17 Production d'électricité prévue à partir des installations solaires proposées à l'aide de modèles PVsyst.....	32
Figure 2.18 Comparaison de la production solaire à partir des aménagements prévus et de la demande électrique de l'île.	33
Figure 2.19 La demande électrique mensuelle moyenne (bleue) par rapport à la quantité de production solaire à partir de 20 % de couverture de tous les toits disponibles pour le scénario 1 (rouge) et le scénario 2 (jaune).	36
Figure 2.20 Comparaison de la production solaire d'une vaste installation solaire couvrant 20 % des toits de l'île et de la demande électrique de l'île.....	36
Figure 2.21 Vitesse mensuelle moyenne du vent à 10 m et à 100 m au-dessus du niveau de la mer.	38
Figure 2.22 Vitesse du vent intra-journalier à 100 m par rapport au profil de la demande intra-journalière.	39
Figure 2.23 Répartition des vitesses du vent à 100 m	39
Figure 2.24 SIG d'Ouessant montrant les zones limitées par les routes (jaune) ou les bâtiments (bleu).	41
Figure 2.25 Courbes de puissance du fabricant pour trois modèles d'éoliennes.	42
Figure 2.26 Série chronologique comparant la production d'électricité de chaque éolienne à la demande de l'île en 2016. Excédent / déficit net de production indiqué en vert.	44
Figure 2.27 La turbine marémotrice Sabella D10 dans l'aire d'assemblage de Brest (Paboeuf et al., 2016).	45
Figure 2.28 Contours bathymétriques, avec échelle de couleurs indiquant la profondeur en mètres.....	47



Figure 2.29. Emplacement des stations de mesure des marées	48
Figure 2.30 Tracé annuel de la hauteur des marées à Ouessant et au Conquet pour 2017.	49
Figure 2.31 Tracé de 30 jours (août 2017) de la hauteur de la marée au-dessus d'un référentiel sur les sites d'Ouessant et du Conquet.	50
Figure 2.32 Tracé de 50 heures du coefficient de marée lors des marées de vive-eau	51
Figure 2.33 Série chronologique mesurée de l'amplitude et de la direction (convention anti-horaire de l'est) du courant 10 m au-dessus du fond marin au point 1010 en mars-avril 1993 (Guillou et Thiébot, 2016 ; Guillou et Chapalain, 2017).	52
Figure 2.34 Contraintes techniques dans les eaux autour d'Ouessant (Intertek, 2015).	52
Figure 2.35 Contraintes géologiques du fond marin dans la région d'Ouessant (Intertek, 2015).	54
Figure 2.36 Parc naturel marin d'Iroise (Agence des aires marines protégées, 2015).	54
Figure 2.37 Contraintes environnementales dans la région d'Ouessant (Intertek, 2015).	55
Figure 2.38 Contraintes socioéconomiques dans la région d'Ouessant (Intertek, 2015).	56
Figure 2.39 Amplitude du courant de marée à 10 m au-dessus du fond marin (SHOM, 2018).	57
Figure 2.40 Vitesse de marée moyenne en fonction de la profondeur autour d'Ouessant à intervalles de deux heures tout au long du cycle de marée.	58
Figure 2.41 Emplacement des points A et B.	59
Figure 2.42 : Tracé du courant de marée à 12,5 m au-dessus du fond marin aux points A et B, respectivement, en août 2017.	59
Figure 2.43 Comparaison de la puissance estimée de la turbine Sabella D10 et de la demande d'électricité à Ouessant pour 2016.	61
Figure 2.44 Le processus PLAXX (Source : Green Car Congress, 2016).	63
Figure 2.45 Scénario 1 : Génération comparée à la demande pour 2016.	69
Figure 2.46 Scénario 2 : Génération comparée à la demande pour 2016.	69
Figure 2.47 Scénario 3 : Génération comparée à la demande pour 2016.	71
Figure 2.48 Scénario 4 : Génération comparée à la demande pour 2016.	71
Figure 2.49 Scénario 5 : Génération comparée à la demande pour 2016.	72
Figure 2.50 Scénario 6 : Génération comparée à la demande pour 2016.	73
Figure 2.51 Scénario 7 : Génération comparée à la demande pour 2016.	87
Figure 3.1 Carte indiquant l'emplacement du site de l'UEA au Royaume-Uni. (Source : Open Street Map)	89
Figure 3.2 Photographie aérienne du campus de l'UEA. (Source : Google Maps)	90
Figure 3.3 Diagramme de Sankey montrant la production et la consommation d'énergie en 2015-2016.	91
Figure 3.4 EHG annuel moyen pour le Royaume-Uni, fourni par SolarGIS (SolarGIS, 2018)	94
Figure 3.5 Rayonnement solaire mensuel sur le campus de l'UEA	95
Figure 3.6 Rayonnement solaire moyen tout au long de la journée pour chaque mois de l'année à l'UEA.	96
Figure 3.7 SIG du campus de l'UEA montrant les bâtiments avec des installations solaires existantes (jaune), les bâtiments présentant un potentiel pour des installations solaires (bleu) et les bâtiments classés (gris).	97
Figure 3.8 Vitesse du vent moyenne mensuelle.	99
Figure 3.9 Variation quotidienne de la vitesse du vent sur le campus.	99
Figure 3.10 Répartition des vitesses de vent à l'aéroport de Norwich (100 m).	100
Figure 3.11 Séries chronologiques de génération pour des exemples d'éoliennes à l'UEA	102
Figure 3.12 Série chronologique de génération du scénario 1 (2016).	103
Figure 3.13 Série chronologique de génération du scénario 2 (2016).	104



Liste des tableaux

Tableau 2.1 Consommation annuelle d'énergie à Ouessant	16
Tableau 2.2 Détails du réseau électrique de Ouessant.	21
Tableau 2.3 Valeurs mensuelles d'irradiation pour Ouessant, en tant qu'ensoleillement normal direct (END), ensoleillement horizontal global (EHG), et ensoleillement global sur un plan incliné à 35 °.(G(35)).....	24
Tableau 2.4 Réglementation des installations solaires en France (Source : PV Financing (2017), In Sun We Trust (2016).	26
Tableau 2.5 Comparaison du modèle PVsyst avec les données de production mesurées pour la centrale solaire du centre sportif d'Ouessant.	40
Tableau 2.6 Résumé des projets solaires proposés sur les bâtiments municipaux.....	34
Tableau 2.7 Heures d'excédent / déficit de production.	54
Tableau 2.8 Variation saisonnière de la production éolienne.	54
Tableau 2.9 10 composantes de marées sélectionnées sur les sites d'Ouessant et du Conquet.	48
Tableau 2.10 Coefficient maximal, minimal et moyen des marées pour chaque mois de 2017.	62
Tableau 2.11 Paramètres de production estimés pour la turbine Sabella D10.	73
Tableau 2.12 Unités modulaires SEAB.	77
Tableau 2.13 Résumé des scénarios	68
Tableau 2.14 Paramètres de génération du scénario 1.	81
Tableau 2.15 Paramètres de génération du scénario 2	69
Tableau 2.16 Paramètres de génération du scénario 3	70
Tableau 2.17 Paramètres de génération du scénario 4.	71
Tableau 2.18 Paramètres de génération du scénario 5.	72
Tableau 2.19 Paramètres de génération du scénario 6	73
Tableau 2.20 Paramètres de génération du scénario 7.	74
Tableau 3.1 Description des installations photovoltaïques sur le campus de l'UEA.	78
Tableau 3.2 Rayonnement solaire pour le campus de l'UEA	80
Tableau 3.3 Valeurs de sortie des exemples de production éolienne pour l'UEA.	85
Tableau 3.4 Paramètres de génération du scénario 1.	87
Tableau 3.5 Paramètres de génération du scénario 2.	87



1 Introduction

Ce document présente une évaluation de l’approvisionnement actuel en énergie et du potentiel en matière de génération d’énergies renouvelables des deux communautés isolées étudiées qui font partie du projet ICE : l’île d’Ouessant au large du nord-ouest de la France, et le campus universitaire d’East Anglia à Norfolk, au Royaume-Uni.

La consommation actuelle d’énergie et les données sur les besoins en électricité sont au cœur des discussions et sont analysées. Les tendances de la consommation sont présentées. Les valeurs maximales de la demande pour chaque site sont identifiées, tout comme les profils annuels, saisonniers et journaliers. Ces profils sont traités plus loin dans le rapport en accord avec les périodes de génération des technologies d’énergies renouvelables.

Une quantification des ressources en énergie renouvelable pour différentes technologies de génération d’énergie est entreprise pour chacun des deux sites. L’étude d’Ouessant quantifie les ressources en énergie solaire, mais aussi les ressources de l’énergie éolienne et de l’énergie marémotrice. Elle calcule également la quantité d’énergie qui pourrait être utilisée. La biomasse et l’énergie émanant des technologies de gestion des déchets sont traitées, dans une discussion sur la possibilité de l’importation ou de la production de matériaux sur l’île. L’étude de l’UEA identifie les ressources solaires, éoliennes, et en biomasse. Lorsque l’installation de technologies renouvelables est jugée possible, sous réserve des contraintes de ressources, de faisabilité technique, ainsi que politiques et environnementales, les lieux adéquats dans les deux sites sont répertoriés, et plusieurs scénarios de génération sont produits. Les scénarios d’utilisation d’une combinaison de technologies d’énergies renouvelables afin d’alimenter les sites sont présentés en même temps que les besoins de stockage et de réserves de secours.

Une vue d’ensemble des différentes technologies d’énergie renouvelable et des méthodologies de quantification des ressources énergétiques est fournie dans le rapport ICE réalisé un peu plus tôt, intitulé « T1.1.1 : Une vue d’ensemble du potentiel d’approvisionnement en énergie renouvelable » (Hardwick et al., 2018). Ce rapport décrit la méthodologie et les contraintes au moment d’entreprendre l’évaluation des ressources pour chacune des technologies renouvelable au sens général. Les directives et les rapports de pratiques en provenance des agences de certification d’industries leader sont cités comme fournissant la meilleure méthodologie pour les évaluations de ressources. Les problèmes politiques et de gouvernance liés au déploiement des technologies d’énergie renouvelable sur l’île d’Ouessant et sur le campus de l’UEA sont traités dans le rapport ICE intitulé « T1.1.2 : Vue d’ensemble de la politique en matière d’énergie renouvelable et des considérations réglementaires à Ouessant et sur le campus de l’UEA ». (Fitch-Roy and Connor, 2018).

La production d’énergie renouvelable n’est qu’un aspect d’un système énergétique intelligent pour les communautés isolées étudiées par le projet ICE. De manière à ce que les énergies éoliennes, solaires et marines puissent produire le maximum de bénéfices pour les communautés de l’île d’Ouessant et du campus d’UEA, il sera nécessaire de prendre un certain nombre de mesures additionnelles, qui prendront la forme, dans les deux cas, de nouvelles infrastructures physiques (par exemple pour les technologies de stockage, de contrôle intelligent, ou de surveillance) et de changements comportementaux (par exemple, incitations à utiliser l’énergie à des moments de la journée non habituels). Ces mesures sont discutées dans les prochains rapports du projet ICE. Le



document T1.2 s'appuie sur les conclusions de ce document et discute des problèmes de coût et de fiabilité technique liés aux technologies de réseau intelligent et de stockage sur les sites cibles. Le rapport T1.3 s'appuiera aussi sur les conclusions de ce rapport en conduisant une analyse du cycle de vie des réseaux intelligents d'énergie isolés afin de permettre une comparaison des anciennes et des nouvelles approches de l'approvisionnement dans le contexte des impacts environnementaux globaux. Les résultats alimenteront le développement d'une approche méthodologique généralisée pour une transition vers un faible taux de carbone dans les territoires isolés. Cette méthodologie, développée par l'équipe du projet ICE, regroupera les connaissances et l'expertise des études menées initialement dans ce projet, tout comme d'autres collaborations de recherche industrielle et académique. L'un des résultats clés du projet ICE sera une méthodologie transférable de refonte des systèmes d'énergie des communautés isolées, en vue d'une transition vers un réseau intelligent à faibles émissions de carbone.

Un système d'informations graphiques (SIG) a été réalisé et contient des cartes des deux sites. Le SIG a été utilisé pour identifier les zones restreintes et les sites potentiels. Les données de l'IGN (l'organisation gouvernementale française de cartographie (IGN, 2018)), de Google maps (Google, 2018) et de l'Open Street Maps (OpenStreetMap, 2018) incluent des photographies aériennes haute résolution et des cartes de l'île d'Ouessant et du campus universitaire de l'UEA. A partir de ces données, des routes et des toits de maison ont été identifiés et classés dans la catégorie des sites inclus ou exclus pour la considération d'installation d'une ou de plusieurs des nouvelles technologies évoquées précédemment.

Ce rapport distingue les deux régions géographiques, avec les sections d'évaluation de l'énergie et de quantification des ressources de technologies renouvelables d'abord présentées pour le site d'Ouessant, et suivies par des sections comparables concernant le site du campus universitaire de l'UEA. Pour chaque site :

- Les sections 2.1 (Ouessant) et 3.1 (UEA) présentent une vue d'ensemble de haut niveau des sites, y compris les paramètres généraux sur la surface et la population, une description des usagers des différents types d'énergie, la gouvernance, et une carte du site.
- Les sections 2.2 et 2.3, et 3.2 et 3.3 décrivent la situation énergétique actuelle sur chaque site ; ces sections incluent une évaluation de la demande d'énergie ainsi que des détails sur le réseau d'énergie local.
- Les sections 2.4, 2.5 et 2.6, et 3.4 et 3.5 fournissent une évaluation de ressources pour un certain nombre de technologies de génération renouvelable (solaire, éolien et marin). Le potentiel de génération est quantifié. L'efficacité énergétique et les autres demandes de technologie sont brièvement évoquées, mais seront étudiées plus amplement ultérieurement au cours du projet ICE.
- Les sections 2.9 et 3.8 présentent quelques exemples de scénarios où une combinaison de différentes technologies renouvelables sont installées ensemble.
- La section 4 conclut le rapport.



2 Évaluation énergétique de l'île d'Ouessant

2.1 Vue d'ensemble du site

L'île d'Ouessant est située au large de la côte nord-ouest bretonne, au milieu de la mer Iroise, au point le plus au sud de l'entrée ouest de la Manche (Figure 2.1). L'île est la plus grande et la plus à l'ouest de toutes les îles du Ponant, avec une superficie de 15,01 km². L'île est très largement plate, le point le plus haut culminant à seulement 61 m au-dessus du niveau de la mer. L'île possède une surface rocheuse et est recouverte de nombreuses étendues d'herbe. Il y a très peu de zones boisées. Sur les bords de l'île se trouve bon nombre de falaises rocheuses entrecoupées par de nombreuses plages de sable. Les eaux environnantes abritent plusieurs micro-îles et affleurements.



Figure 2.1 Carte montrant l'emplacement d'Ouessant en France. (Source de la carte de référence : Open Street map)

La population vivant à l'année sur l'île est d'environ 850 personnes. Cependant, il y a un très grand nombre de visiteurs saisonniers et de touristes, ce qui fait remonter la démographie à environ 3000 personnes durant la période estivale. Une carte photographique aérienne de l'île est présentée sur la Figure 2.2. La ville de Lampaul correspond au peuplement le plus important de l'île et est l'endroit où se concentre la majorité des services publics tels que les magasins, les hôtels, les restaurants et autres commerces. Les propriétés domestiques sont dispersées sur toute l'étendue de l'île avec plusieurs petits hameaux et habitations individuelles. La majorité de la population et des



marchandises arrivent sur l'île par la mer via des liaisons quotidiennes en ferry depuis le continent et des bateaux de marchandises réguliers. Il existe aussi un petit service de transport aérien qui achemine les personnes depuis l'aéroport de Brest.

Le tourisme et les secteurs associés des services et de la vente au détail représentent la plus grosse source de revenus de l'île. Une place bien plus discrète est réservée aux secteurs de la pêche et de l'agriculture. Il existe également de petites industries artisanales (miel, produits cosmétiques aux algues), mais pas d'industrie lourde.

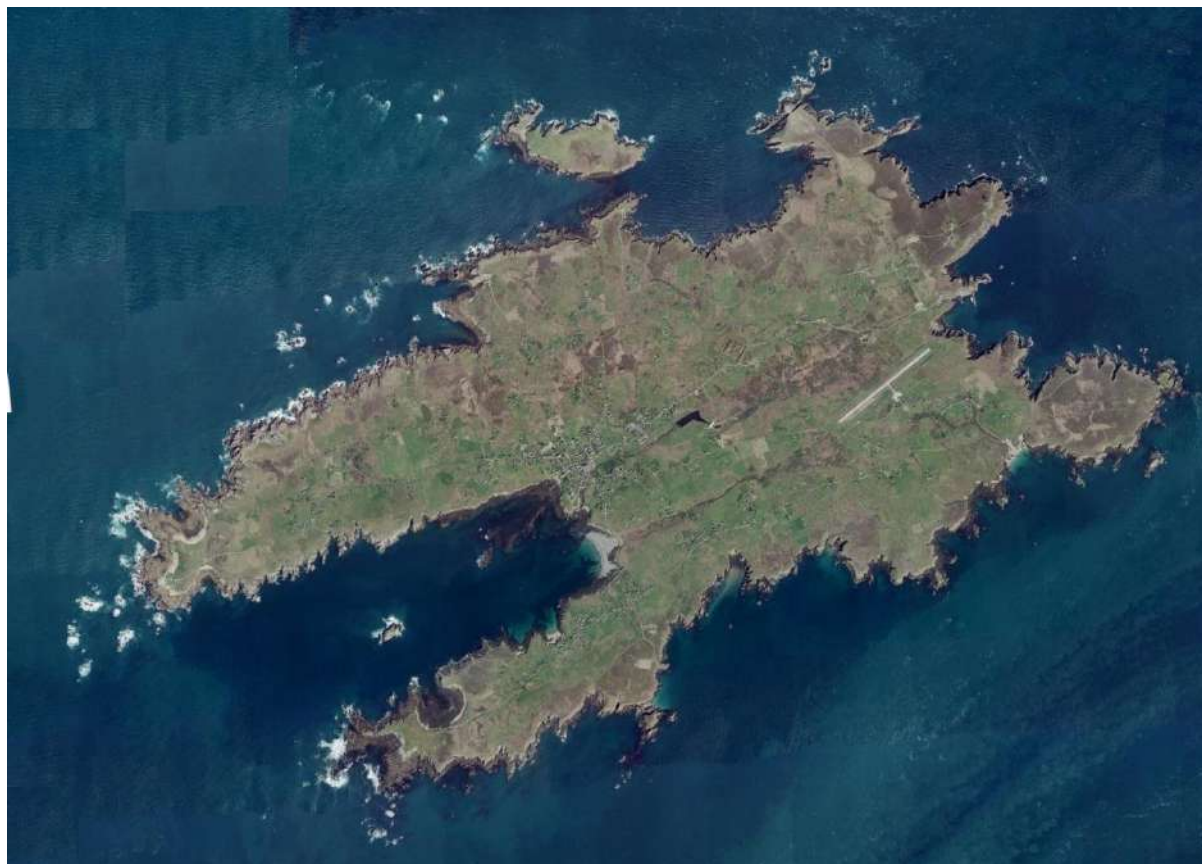


Figure 2.2 Photographie aérienne d'Ouessant. (Source : IGN)

L'île reçoit approximativement 120 000 visiteurs chaque année avec une durée de séjour moyenne d'une nuit. 96 % des visiteurs sont français et 60 % viennent de Bretagne. Le type de visiteurs de l'île est illustré sur la Figure 2.3. La randonnée, le camping sauvage, et l'observation des oiseaux constituent les principaux centres d'intérêts des visiteurs de l'île. Il y a seulement deux hôtels sur l'île. Beaucoup de touristes choisissent de séjourner dans les campings ou en maison d'hôtes. (Îles du Ponant, 2017)

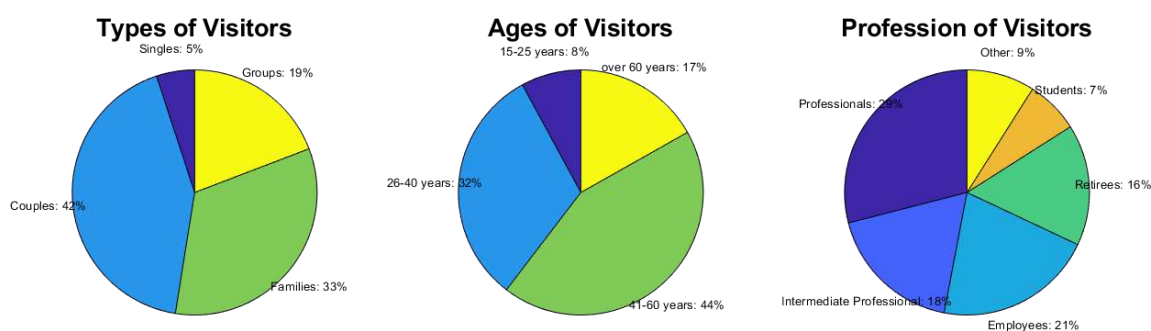


Figure 2.3 Détail des différents types de visiteurs sur l'île d'Ouessant (Îles du Ponant, 2017).



L'île vise à ce que 70 % de l'électricité qu'elle génère soit issue de sources d'énergies renouvelables d'ici 2020, et 100 % d'ici 2030. (Îles du Ponant, 2016). Pour que l'île puisse atteindre ces objectifs, il sera nécessaire d'installer un nombre conséquent de nouveaux équipements pour générer l'énergie renouvelable. Ce rapport prend en considération les panneaux solaires, les courants de marée, et la biomasse comme de potentiels contributeurs au système énergétique futur d'Ouessant. Chacune de ces technologies, détaillées plus en profondeur dans le rapport ICE T1.1.1, est suffisamment mûre techniquement, et peut être déployée dans les limites des contraintes évoquées dans les rapports ICE T1.1.1 et T1.1.2. Dans cette section, les ressources brutes pour chaque technologie sont quantifiées par l'intermédiaire de données disponibles issues des sources mesurées ou de la modélisation numérique, et utilisées pour calculer la quantité d'énergie électrique qui pourrait être mise à la disposition de l'île.

2.2 Évaluation de la demande d'énergie

2.2.1 Approvisionnement en électricité

La législation française assure au consommateur l'accès aux mêmes tarifs d'électricité partout en France. Par conséquent, les consommateurs des départements et territoires d'outre-mer (exemples: La Réunion, St Pierre et Miquelon) ou des îles françaises (exemple : Ouessant, Molène) paient le même tarif que les consommateurs de France métropolitaine. Les coûts supplémentaires nécessaires à faire arriver le courant jusque dans les zones les plus reculées est prise en charge par tous les consommateurs français par l'intermédiaire d'un prélèvement sur les factures d'électricité. (Fitch-Roy & Connor, 2018). Le coût des autres combustibles n'est pas subventionné et est donc considérablement plus cher à Ouessant que sur le continent. Du fait des coûts subventionnés de l'électricité, des difficultés logistiques, et du coût élevé de l'importation d'autres types de combustibles, l'électricité reste la principale source d'énergie sur l'île, en ce qui concerne les usages domestiques et commerciaux. (Sogreah, 2009).

Les besoins de l'île en électricité sont satisfaits par cinq générateurs diesel situés à la centrale électrique près de la ville de Lampaul. Il y a une unité de 500 kW et quatre unités de 1,2 MW. Ils sont activement contrôlés pour correspondre à la demande en électricité sur le réseau de l'île. L'île est, électriquement parlant, un système isolé ; il n'existe pas de câble d'interconnexion entre Ouessant et le continent ou les autres îles voisines habitées. Une batterie lithium-ion de 1MW, 0,5 MWh a été installée en 2017 ; elle est utilisée pour améliorer l'efficacité des générateurs en fournissant de l'énergie stockée pour aider à faire face aux pics de demande à court terme et en réduisant la nécessité de démarrer un autre générateur. Un système de panneaux solaires à 45kW_c a également été installé sur le toit de la salle de sport de Lampaul en 2017.

2.2.2 Demande en électricité

Les informations sur la demande en électricité sont fournies par EDF et sont accessibles au public au travers d'un portail web (EDF, 2016). La Direction des Systèmes Energétiques Insulaires d'EDF est responsable de la génération et de l'approvisionnement en électricité sur l'île d'Ouessant. Elle représente l'unique producteur d'énergie et le seul fournisseur pour les consommateurs. Les données donnent des informations sur les besoins en électricité heure par heure de janvier 2011 à décembre 2016. La consommation annuelle d'énergie est présentée sur le tableau 2.1, et les séries chronologiques des besoins heure par heure et des moyennes journalières se trouvent sur la Figure 2.4.



Tableau 2.1 Consommation annuelle d'énergie à Ouessant

Année	Valeur [MWh]
2011	6 145,09
2012	6 614,44
2013	7 011,73
2014	6 370,53
2015	6 467,82
2016	6 807,08
Total (2011-2016)	39 416,7

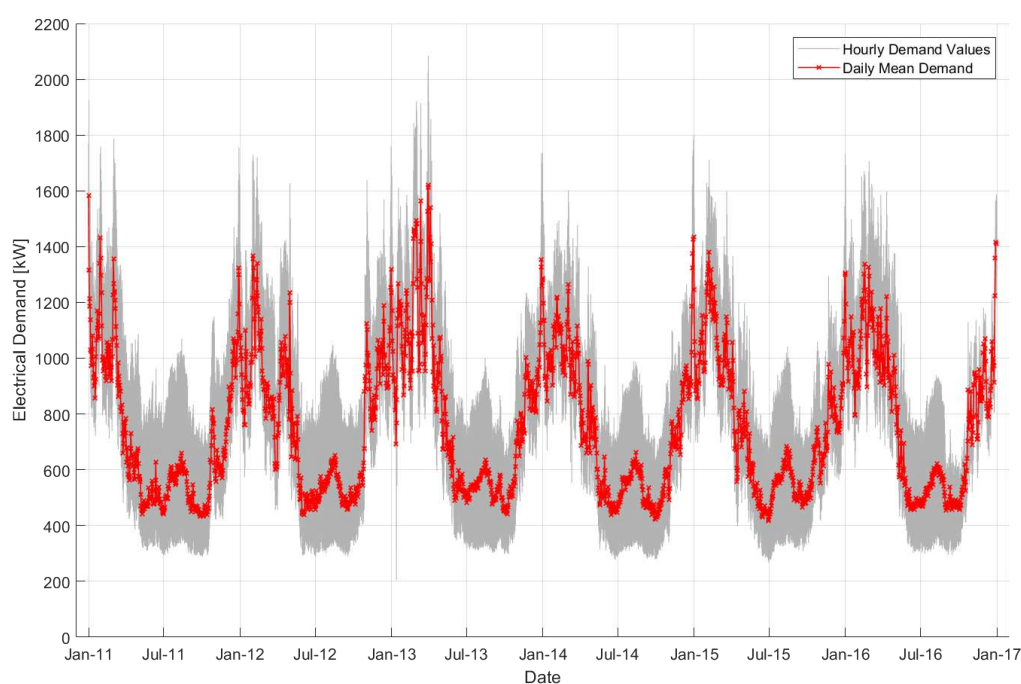


Figure 2.4 Séries chronologiques des besoins en électricité à Ouessant, montrant les variations heure par heure, en gris, et les moyennes journalières, en rouge.

Le pic de demande en électricité sur la durée des six années d'études disponibles a été enregistré en mars 2013, à hauteur de 2,08 MW. C'est le seul moment où la demande mesurée a dépassé les 2MW, les autres pics ayant tous été compris entre 1,7 et 1,9 MW. La centrale actuelle a la capacité de délivrer 5,3 MW d'énergie, et même davantage si la batterie est utilisée pour faire face à un pic à



court terme. Le pic de demande le plus haut représente par conséquent seulement 39 % de la capacité actuelle de génération.

Il y a une variation saisonnière significative concernant la demande en électricité sur l'île. La consommation d'électricité est beaucoup plus élevée pendant l'hiver étant donné que la plupart des bâtiments sur les îles utilisent le chauffage électrique (Sogreah, 2009). Et comme l'île accueille un nombre non négligeable de touristes l'été, il y a également une augmentation de la demande en électricité pendant les périodes de vacances (EDF, 2016). Il y a une augmentation nette tout au long des mois de juillet et d'août en comparaison avec le reste de l'été ; cependant, la consommation reste beaucoup plus basse que pendant la période hivernale. Chaque année, il existe un pic de la demande électrique pendant les périodes des vacances de Noël et des fêtes de fin d'année, où l'afflux de touristes coïncide avec un besoin fort en chauffage électrique. La variation saisonnière de la demande d'énergie électrique calculée à partir des données d'EDF est représentée sur la Figure 2.5.

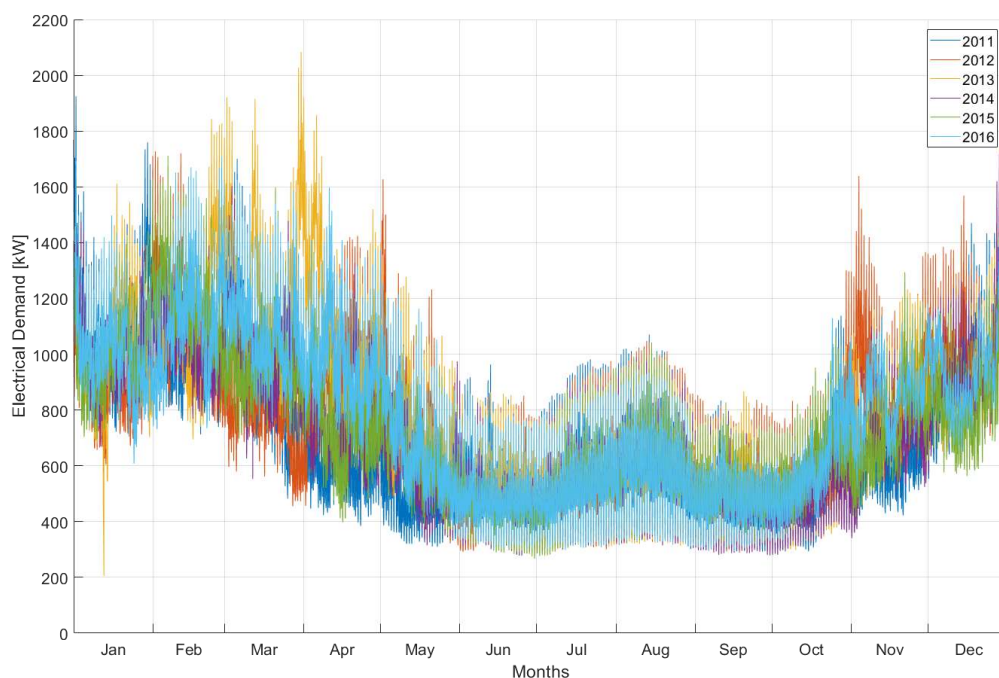


Figure 2.5 Variations saisonnières de la demande en énergie électrique sur l'île d'Ouessant

Le lien entre la demande en électricité et le chauffage est souligné sur la Figure 2.6, où la moyenne journalière de la demande est comparée avec les degrés-jour de chauffage (DJC). Ces degrés-jours de chauffage sont le nombre de degrés que la température moyenne journalière est en dessous de la valeur de référence de 15.5 °C au sein de l'Union Européenne. C'est la valeur à laquelle il est considéré que les bâtiments nécessitent l'allumage du chauffage, et la mesure est un indicateur de la quantité de chauffage requise (Agence européenne pour l'environnement, 2016). Il peut être observé que les jours particulièrement froids avec de hautes valeurs en degrés-jours de chauffage coïncident avec des pics de demande électrique, particulièrement aux endroits où ces derniers coïncident avec la période des vacances.



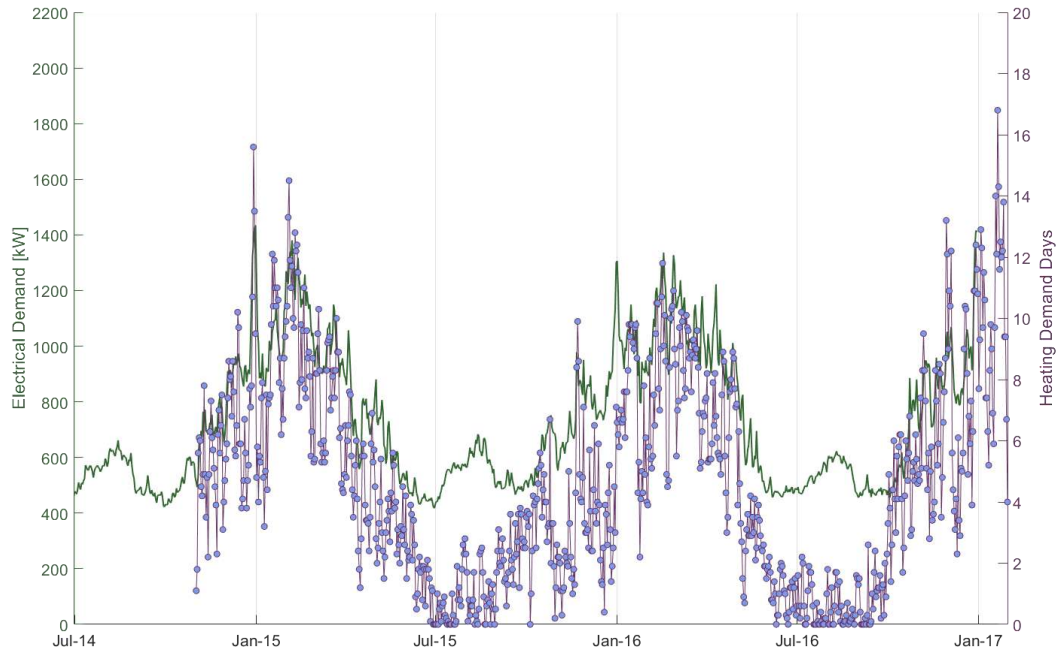


Figure 2.6 Demande électrique moyenne sur Ouessant (axe gauche, vert) comparée aux degrés-jours de chauffage (axe droit, mauve).

La consommation électrique tout au long de la journée est représentée sur la **Error! Reference source not found.** pour chaque mois de l'année. Le profil, au travers de la journée, suit une tendance similaire pour chaque mois de l'année, avec une plus grande charge de base tout au long de l'hiver expliquée par la demande en chauffage électrique. On voit que la demande est la plus forte en fin de soirée entre 22h et 23h. Parce que la majorité de la consommation électrique se fait dans les logements des particuliers, les profils journaliers suivent étroitement la routine typique des résidents et des vacanciers : l'énergie est utilisée le matin avant que les gens quittent leur domicile ou leur lieu de séjour, et le soir lorsqu'ils sont de retour chez eux. Moins d'électricité est nécessaire pendant la journée lorsque les gens se trouvent à l'extérieur de la maison, et encore moins pendant la nuit.

Malgré le pic de demande électrique de plus de 2MW, plus de 80 % de la demande en temps réel correspond à moins de 1MW, et 98 % du temps à moins de 1,4MW. Un histogramme de la demande électrique est représenté sur la Figure 2.8, et décrit les périodes de demande concernant la consommation électrique de l'île.

2.2.3 Gestion de la demande

La mairie de l'île et le SDEF (l'opérateur réseau de la région) ont travaillé afin d'améliorer l'efficacité énergétique sur l'île, et un certain nombre de mesures ont été prises afin de réduire la consommation d'énergie. Voici quelques-unes des mesures déjà prises pour l'économie d'énergie:

- Distribution d'ampoules LED basse consommation pour remplacer les plus anciennes qui éclairent moins bien. 5 748 ampoules ont été distribuées sur l'île d'Ouessant, une économie estimée à 264MWh chaque année.



- Rénovation de l'éclairage des rues sur toute l'île à l'aide d'ampoules LED basse consommation. 119 ampoules LED ont été installées, une économie estimée à 19,8 MWh par an.
- Un plan pour permettre aux habitants de l'île d'échanger leurs anciens réfrigérateurs à haute consommation d'énergie contre de nouveaux, plus modernes, et plus efficaces. 138 appareils ont été échangés, une économie estimée à 34,5 MWh par an.

Il a été suggéré par la mairie de l'île qu'une baisse de 19 % de la consommation d'électricité avait déjà été réalisée (Palluel, communication personnelle, novembre 2017). Si les mesures en matière d'efficacité énergétique sont poursuivies et/ou que le comportement du consommateur change, alors les objectifs suivants pourraient être atteints :

- La poursuite de la baisse de la consommation énergétique totale
- Un pic de la demande journalière en soirée moins prononcé
- Un profil de demande journalière correspondant étroitement aux profils de génération des technologies renouvelables comme le solaire, l'éolien, et l'énergie marémotrice.

Un des défis clés pour parvenir à une production renouvelable à 100 % sera de trouver une solution pour aligner les périodes de génération électrique des technologies renouvelables avec les périodes de pic de la demande. La plupart des technologies du renouvelable qui sont abordées dans ce rapport ont des heures de génération très variables, qui ne correspondent pas aux périodes de pics de consommation. Afin de surmonter ces difficultés, le système énergétique nécessitera :

1. Une réserve suffisante de génération des sources à la demande (par ex. générateur de biomasse) pour couvrir les pics de charge.
2. Un moyen de stockage suffisant de l'énergie devra être installé pour permettre à l'énergie d'être délivrée même pendant les périodes de non génération.
3. Davantage de mesures en matière d'efficacité énergétique devront être prises, et des changements dans le comportement des consommateurs devront être observés afin de répartir les charges de façon à mieux correspondre aux heures de génération.

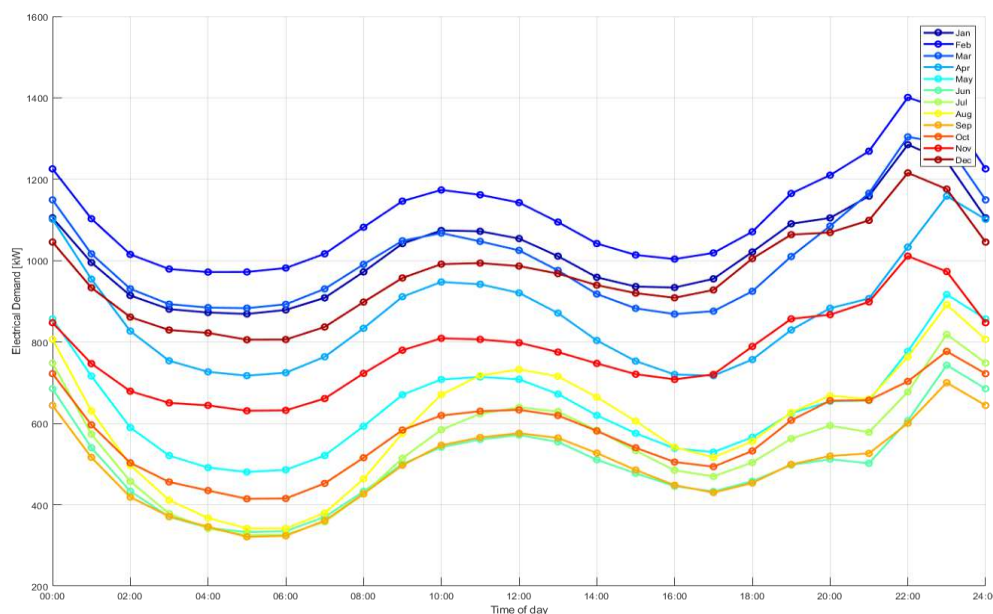


Figure 2.7 Demande moyenne d'électricité sur Ouessant au cours de la journée pour chaque mois de l'année.



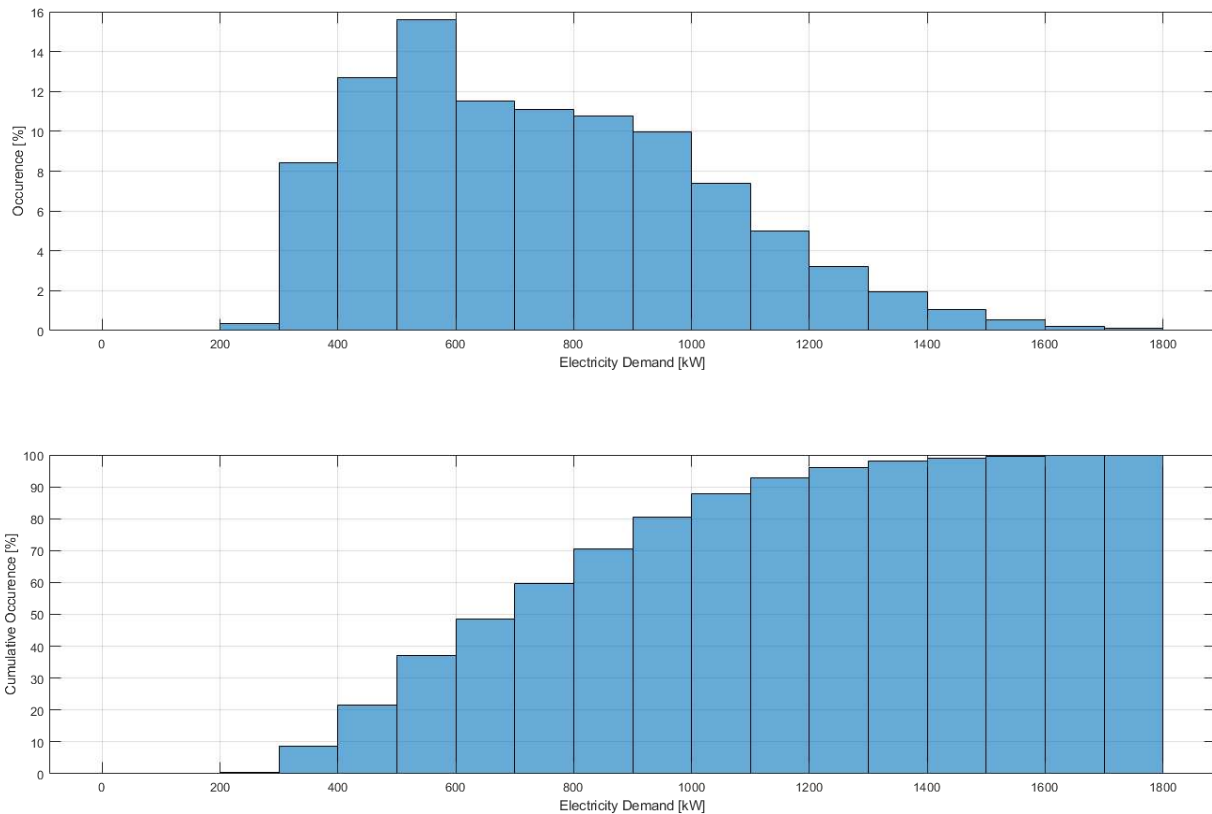


Figure 2.8 Histogramme de la demande en énergie électrique sur Ouessant

2.3 Réseau local

Le réseau électrique d'Ouessant consiste en deux réseaux principaux : un réseau haute tension (HT) et un réseau basse tension/distribué (BT). La longueur totale du réseau HT est d'approximativement 28,4 km, et la totalité des câbles se trouvent sous terre. Il y a 34 connections/nœuds sur le réseau HT pour la répartition de la charge. Ces nœuds raccordent le réseau HT au réseau BT via des transformateurs pour distribution aux locaux domestiques et commerciaux. Le réseau BT consiste en une combinaison de types de lignes : des câbles aériens (6,8 km), des câbles torsadés (2,5km), et des lignes souterraines (33,3km). Il existe une section faible dans le réseau BT, qui fait environ 4 km de long. La longueur totale du réseau BT est de 42,7 km. Le réseau est illustré sur la Figure 2.9, et les données sont résumées dans le tableau 2.2.





Figure 2.9 Réseau électrique haute tension sur Ouessant (Source : Programmation pluriannuelle de l'énergie Volet relatif aux îles du Ponant, EDF).

Tableau 2.2 Détails du réseau électrique de Ouessant.

Lignes BT				Lignes HT		Nombre de nœuds de transforma-teur	
Aériennes	Torsadées	Souterraines	y compris Sections faibles	TOTAL BT	Souterraines		TOTAL HT
6,833km	2,532 km	33,353 km	4,026 km	42,718 km	28,455 km	28,455km	34



2.4 Quantification des ressources solaires

La génération solaire photovoltaïque est une technologie établie qui pourrait être installée en de nombreux endroits sur l'île. En plus des panneaux PV installés en 2017 sur le centre sportif, il existe plusieurs autres projets en cours de développement, gérés par l'opérateur de réseau local SDEF (Gallo, e-mail personnel 2018). En plus des projets solaires déjà planifiés, il y a plus de 1000 autres toits qui ont été identifiés par le SIG (carte), et qui possèdent une orientation et une surface adéquates pour recevoir des panneaux solaires.

2.4.1 Méthodologie

Des données modélisées et mesurées sur le rayonnement solaire ont été utilisées pour calculer la quantité d'énergie électrique qui peut être produite à partir de diverses installations solaires sur l'île d'Ouessant. Le rapport ICE intitulé « T1.1.1 : Une vue d'ensemble du potentiel d'approvisionnement en énergie renouvelable » (Hardwick et. al., 2018) fournit des détails sur une méthodologie d'évaluation des ressources solaires générales. Dans cette étude, les données spécifiques à l'île d'Ouessant sont prises en considération et de nombreux exemples de projets sont présentés.

Les données provenant du système d'informations graphiques photovoltaïques (SIGP) ont été utilisées afin d'estimer la quantité attendue de rayonnement solaire qui sera reçue sur l'île, avec les profils saisonniers et intrajournaliers étudiés. Le SIGP fournit les valeurs moyennes par mois et par heure au travers de l'Europe en interpolant le rayonnement mesuré par les stations météo et les données satellite recueillies auprès du service d'application satellite d'observation du climat (CMSAF). Le SIGP a été validé par plusieurs études académiques et utilisé dans les évaluations initiales de nombreux projets solaires. (Huld, et. al. 2012).

Plusieurs installations PV spécifiques sont prises en considération dans la section 2.4.5. Pour ces projets, les calculs de production électrique ont été entrepris à l'aide du logiciel PVsyst. PVsyst est un logiciel leader du secteur de la conception d'installations solaires. En plus des données fournies par le SIGP, PVsyst accède à une large base de données sur les valeurs d'irradiation mesurées mensuellement de Meteonorm, et des données horaires sont construites synthétiquement à partir des moyennes mensuelles et utilisées pour fournir les profils détaillés de la production électrique (Mermoud & Wittmer, 2014). En plus des données sur l'irradiation, PVsyst prend également en considération la température, les précipitations, et d'autres paramètres météorologiques.

Pendant environ six mois, les valeurs de production électrique issues des installations solaires existantes sur le centre sportif de l'île ont été analysées et comparées avec le modèle PVsyst de l'installation. Même si ce n'est qu'un petit échantillon, il montre que la production électrique effective correspond étroitement aux prédictions du modèle PVsyst.

Pour pouvoir estimer le potentiel électrique d'installations solaires sur l'île d'Ouessant, un modèle grossier a été construit pour estimer la production électrique à partir d'une vaste étendue de panneaux solaires sur les toits tout autour de l'île. Cette étude a utilisé plusieurs exemples de PVsyst et a été élargie pour couvrir un grand nombre de toits. Une palette de toits de contrôle a été conçue dans PVsyst et la production électrique calculée. Le modèle a été exécuté plusieurs fois en en changeant l'orientation des toits de contrôle. Les valeurs de production électrique ont alors été combinées et élargies pour représenter jusqu'à 20 % des toits de l'île. Des détails supplémentaires sur les calculs modélisés figurent dans la section 2.4.6.3.

2.4.2 Les contraintes de ressources

Les données du modèle de rayonnement solaire SGIP-CMSAF suggèrent que Ouessant peut s'attendre à recevoir 1256 kWh/m²/an d'ensoleillement normal direct (END) et 1295 kWh/m²/an d'ensoleillement

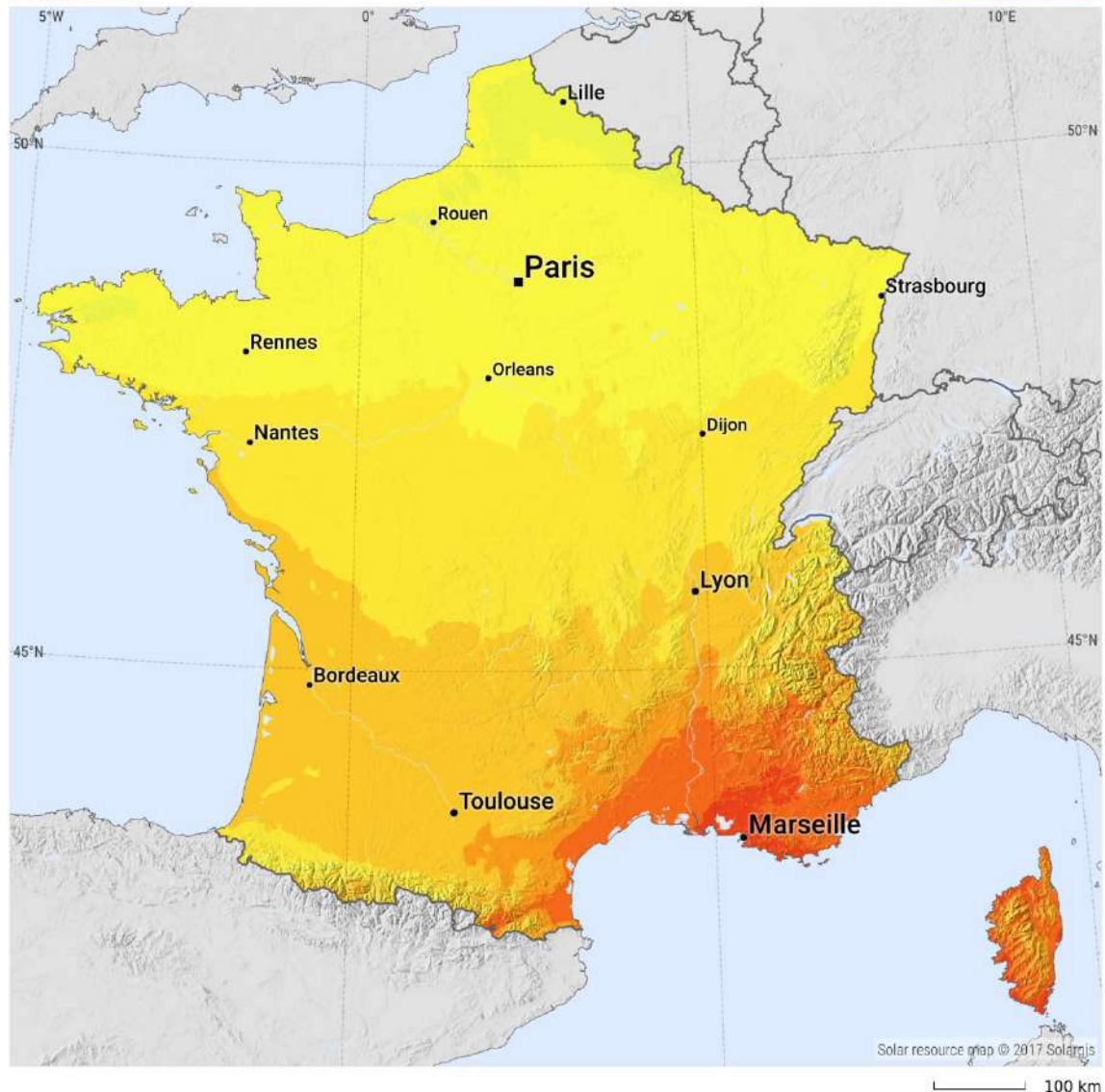


horizontal global (EHG) (Figure 2.10). Étant donné que l'île se trouve 48° au nord de l'équateur, il y aura une variation saisonnière significative à la fois en termes de longueur des journées et d'intensité du rayonnement. Le Tableau 2.3 et la Figure 2.11 montrent le rayonnement attendu chaque mois, et on peut observer qu'environ 75 % de l'END se situe sur la période comprise entre les mois d'avril et de septembre. L'angle optimal d'inclinaison pour les panneaux fixes est de 36° à la latitude de l'île (Huld et al. 2012). La variation moyenne de l'irradiation sur chaque période de 24 heures, par mois, est illustrée sur la Figure 2.12, illustrant les variations dues au nombre d'heures de clarté.

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION

FRANCE

SOLARGIS



Average annual sum of GHI, period 1994-2016



This map is licensed by Solargis under the Creative Commons Attribution license (CC BY-SA 4.0). You are encouraged to use content of the map to benefit yourself and others in creative ways. For more information, please visit <http://solargis.com/download>.

Figure 2.10 EHG moyen annuel pour la France, fourni par SolarGIS (SolarGIS, 2018).



Tableau 2.3 Valeurs mensuelles d'irradiation pour Ouessant, en tant qu'enseillement normal direct (END), enseillement horizontal global (EHG), et enseillement global sur un plan incliné à 35 °.(G(35)).

Mois	END [kWh/m ²]	EHG [kWh/m ²]	G(35) [kWh/m ²]
Janvier	33,83	30,33	47,74
Février	50,67	49,3	71,47
Mars	95,83	97,18	132,68
Avril	152	149,33	170,1
Mai	160,83	183,33	182,9
Juin	161,5	186,5	179,4
Juillet	167,67	188,83	181,35
Août	147,5	158,5	169,88
Septembre	122	117,5	154,2
Octobre	81,33	73,52	104,47
Novembre	42,33	36,75	57,9
Décembre	30,5	24,12	43,4
Total	1 246	1 295,2	1 495,5

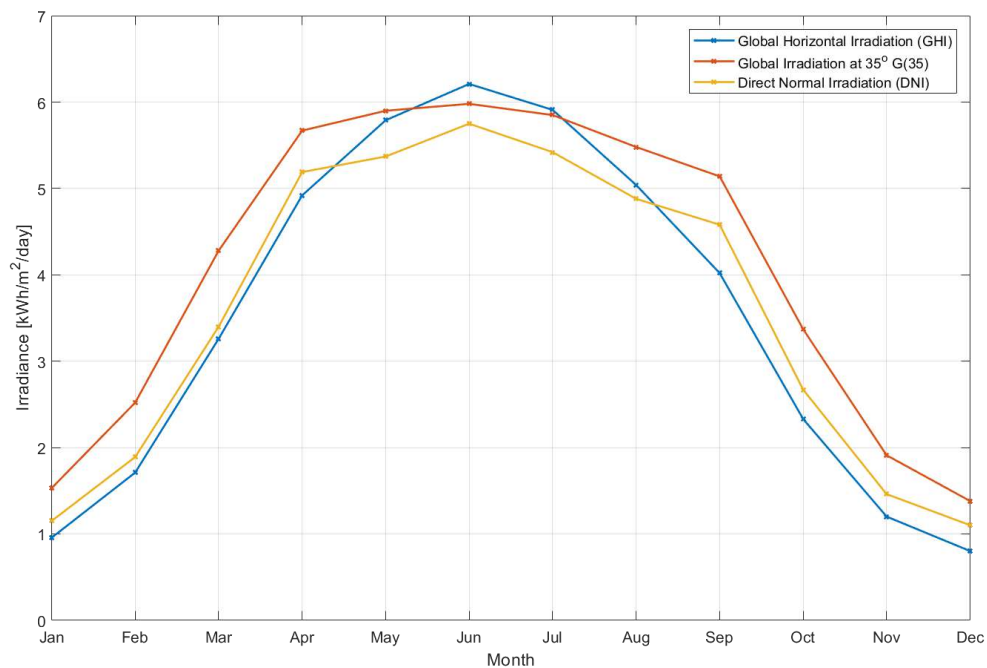


Figure 2.11 Rayonnement solaire mensuelle sur l'île d'Ouessant.



Les ressources suffisent à fournir une large quantité d'électricité à l'île pendant les mois estivaux. Cependant, la demande en énergie est supérieure pendant les mois d'hiver alors que l'énergie solaire sera limitée par rapport à la quantité d'énergie pouvant être produite ; par exemple, il y a quatre fois plus de rayonnement solaire en juillet qu'en décembre, pourtant la consommation est réduite de moitié. Le profil de la demande journalière en hiver ne se prêtera pas très bien à la génération d'énergie solaire, les pics de consommation les plus importants en hiver se produisant une fois la nuit tombée, lorsqu'il n'y a plus de génération d'énergie.

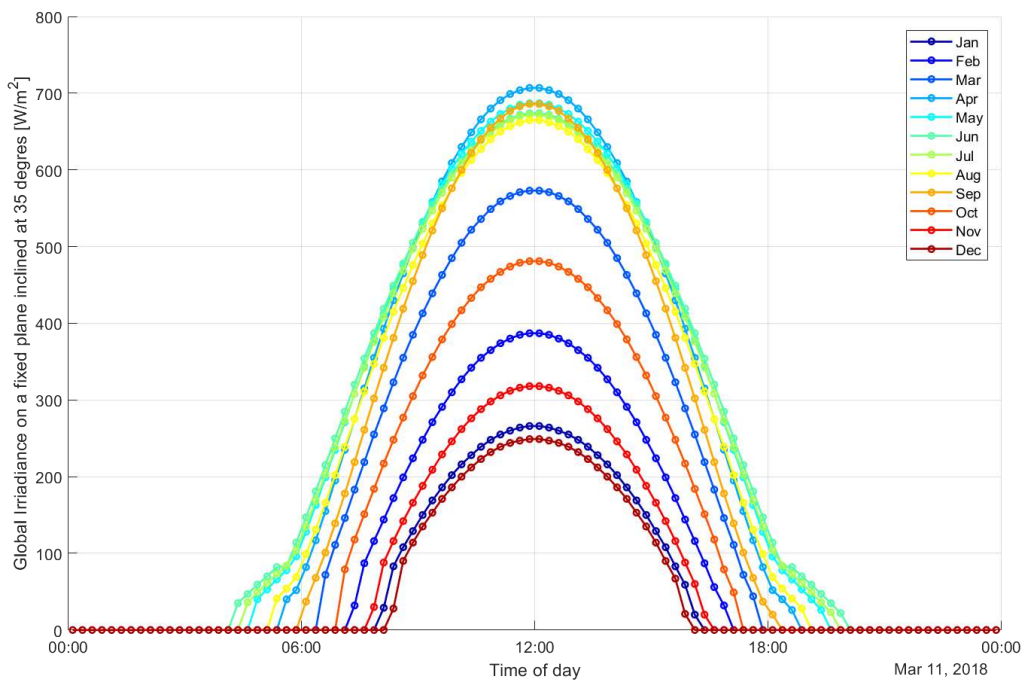


Figure 2.12 Rayonnement solaire moyen tout au long de la journée pour chaque mois de l'année sur l'île d'Ouessant.

La plupart des toits de l'île sont inclinés à 35 degrés, ce qui est très proche de l'angle optimal fixé à 36 degrés. Il s'agit de la meilleure orientation pour obtenir d'excellents rendements sur les toits solaires.

2.4.3 Contraintes techniques

Les panneaux solaires sur les toits peuvent être installés sur la plupart des bâtiments et sont les plus efficaces sur les faces sud des toits inclinés. Les bâtiments à toits plats peuvent aussi s'équiper de panneaux solaires sur des charpentes fixes ou à cardan. De nombreux bâtiments sur l'île sont vieux de plus de 100 ans, et il sera primordial de s'assurer qu'une évaluation structurelle sérieuse du toit soit entreprise par du personnel qualifié avant que tout type d'installation soit mis en place.

La taille d'une installation PV pourrait être limitée par la taille de l'infrastructure d'approvisionnement en électricité ; en France, il s'agit normalement de 6, 9, ou 12 kW pour les logements particuliers (Fournisseurs Electricité, 2018). Les logements ne pourront pas exporter plus d'électricité que la valeur nominale maximale de leur raccordement au réseau. Pour les locaux commerciaux et les logements particuliers plus grands, il peut y avoir un raccordement électrique triphasé d'une puissance plus élevée. Cela permettra normalement l'installation d'un plus grand équipement PV, et dans ce cas un onduleur triphasé (ou trois onduleurs monophasés) devra être installé pour s'assurer que le courant exporté soit équilibré correctement sur toutes les phases.



L'équipement pour l'installation de panneaux sur un toit n'est pas particulièrement encombrant ou complexe. Les entreprises d'installation solaire sont très répandues dans la région et, même si aucune ne se trouve sur l'île, l'équipement et le personnel peuvent se rendre à Ouessant par le biais du ferry sans nécessiter de transport spécial.

Des fermes solaires indépendantes peuvent être installées loin des connexions au réseau existantes, mais dans ce cas, une connexion au réseau devra également être établie. L'itinéraire d'installation et la méthodologie doivent être pris en compte lors de la planification d'un projet. La proximité des infrastructures existantes sera un facteur clé pour décider où placer un projet.

2.4.4 Contraintes environnementales, sociales et politiques

Les installations solaires sur les toits en France ne nécessitent généralement pas de permis de construire, sauf en cas de restrictions particulières liées à la conservation ou à une importance historique particulière. Nous n'avons pas connaissance d'obstacles de ce type à Ouessant.

Le développement de panneaux solaires photovoltaïques montés au sol est légalement possible à Ouessant. Les réglementations pour le développement en France sont résumées dans le tableau 2.4. Tout projet sur un terrain privé situé en dehors d'une zone de conservation, d'un parc naturel ou d'un autre espace protégé, de moins de 3 kW_c et d'une hauteur maximale inférieure à 1,8 m, est exempté du processus de planification. Les installations de moins de 250 kW_c (terrestres ou sur toit) ne nécessitent généralement qu'une déclaration de travaux, faite à la mairie en échange d'un arrêté de non-opposition délivré par le bureau du maire. Dans une zone de patrimoine architectural protégé (comme les zones urbaines d'Ouessant), le bureau de l'architecte public peut imposer des conditions telles que la couleur et l'apparence des panneaux.

Tableau 2.4 Réglementation des installations solaires en France (Source : PV Financing (2017), In Sun We Trust (2016)).

Taille	Caractéristiques	Procédures administratives
Puissance inférieure à 3kW _c	Hauteur inférieure à 1,80m	Exempt
Puissance inférieure à 3kW _c	Dans une zone protégée actuelles ou prévue, telle que parcs naturels nationaux ou régionaux	Déclaration de travaux
Puissance inférieure à 3kW _c	Hauteur > 1,8m	Déclaration de travaux
Puissance entre 3 et 250kW _c		Déclaration de travaux
Puissance entre 3 et 250kW _c	Dans une zone protégée actuelles ou prévue, telle que parcs naturels nationaux ou régionaux	Non permis
Puissance supérieure à 250kW _c		Permis de construire Évaluation d'impact Enquête publique



Pour les installations de plus de 250 kW, une analyse d'impact et une enquête publique sont toutefois nécessaires. La législation sur la protection des côtes et des paysages, l'utilisation des terres pour le pâturage et le statut d'Ouessant au sein du parc naturel régional d'Armorique signifient que les sites sont quelque peu limités et que la résistance locale à de tels développements est prévisible. Pour cette raison, les petites options au sol ou sur le toit devraient être explorées et exploitées dans toute la mesure du possible avant d'envisager une installation photovoltaïque au sol à l'échelle commerciale, malgré les avantages potentiels en termes de coût et de performance de ces systèmes.

L'un des principaux défis pour la construction et l'exploitation d'un projet de production d'électricité renouvelable non domestique à Ouessant serait la complexité et le coût du raccordement au réseau électrique de l'île. La fourniture de données requise par le propriétaire du réseau (Enedis) peut prendre du temps et, après la propre étude par le réseau des mises à niveau de réseau requises, le coût des travaux peut sembler élevé, mettant en péril la viabilité de certains projets. Le processus de calcul des coûts de travaux entrepris par Enedis n'est pas disponible pour cette étude pour le moment. Les promoteurs dans les régions non raccordées ou isolées de France, comme Ouessant, peuvent être confrontés au coût supplémentaire de la connexion des équipements de production à des dispositifs conçus pour gérer à distance la production afin de préserver la stabilité du réseau aux moments de production solaire importante et de faible demande. La structure institutionnelle est décrite dans le rapport de projet ICE 1.1.2 (Fitch-Roy & Connor, 2018).

Le séquençage du processus de connexion est également difficile pour les promoteurs. Par exemple, début 2018, une exigence a été introduite selon laquelle les promoteurs sont tenus de fournir des documents de certification des panneaux solaires avant de demander un raccordement au réseau. Cela signifie que la spécification du matériel de génération doit être déterminée (via appel d'offres, si l'acheteur est un organisme public) avant que la demande de raccordement soit préparée, au lieu que les promoteurs travaillent sur ces deux éléments en parallèle. La raison de ne pas autoriser un raccordement dans une certaine enveloppe de spécification est supposée être associée à la nature délicate du réseau local, bien que le processus décisionnel ne soit pas clair aux fins de cette étude pour l'instant.

2.4.5 Identification du site

En septembre 2017, une centrale solaire de 45 kWc installée sur le toit du bâtiment du centre sportif d'Ouessant (voir Figure 2.13). Le projet comprenait deux blocs de panneaux fixés au toit du bâtiment : un ensemble de 88 panneaux sur la partie inférieure du toit inclinée à 37 ° et un ensemble de 110 panneaux sur la partie supérieure du toit inclinée à 17 ° à partir de l'horizontale. Les panneaux installés sont chacun des cellules photovoltaïques mono-silicium de 1^{ère} génération de 275W fabriquées par BenQ Solar. Les panneaux sont raccordés au réseau électrique de l'île via deux onduleurs SMA Sunny Tripower (un de 20 kW et un de 25 kW). Les composants et les paramètres des projets ont été intégrés dans un modèle PVsyst et une analyse de ce projet a été effectuée. On a calculé que l'installation fournirait chaque année 58,1 MWh d'électricité au réseau de l'île. Une description de ce modèle et une analyse des premiers mois de fonctionnement sont présentées à la section 2.4.6.1.





Figure 2.13 Le centre sportif d'Ouessant, avec la moitié inférieure de l'installation photovoltaïque.

D'autres projets photovoltaïques ont été proposés pour Ouessant, et quatre sites sont actuellement à l'étude pour le développement de panneaux solaires sur le toit par SDEF. Des modèles ont été développés sur PVsyst pour évaluer le potentiel de ces sites, et des composants similaires à ceux utilisés dans le projet de centre sportif ont été sélectionnés et appliqués aux spécifications exactes du toit des bâtiments sélectionnés. Les résultats du modèle indiquent que si ces quatre sites sont développés, il pourrait y avoir 162 MWh supplémentaires par an d'énergie électrique fournie au réseau de l'île. Il convient de noter que les modèles entrepris pour cette étude ne correspondent pas nécessairement aux spécifications exactes des projets prévus par SDEF. Les sites étudiés sont les suivants :

- **Salle polyvalente** – Il s'agit d'une salle polyvalente disponible pour les réunions et autres activités des habitants de l'île. La partie principale du bâtiment a un toit en pente orienté sud-est (-16° depuis le sud). Il y a une section en forme de L du bâtiment, ce qui signifie que toute la longueur du bâtiment ne peut pas être développée pour le PV. Le bâtiment est illustré sur la Figure 2.14. La surface disponible est calculée, d'après le SIG, à environ 216 m^2 , offrant ainsi un espace suffisant pour une installation photovoltaïque. Un système a été conçu en utilisant les mêmes panneaux et des onduleurs similaires au projet du centre sportif. L'installation modélisée de $13,2 \text{ kW}_c$ a été analysée sur PVsyst.
- **Auberge de jeunesse** – L'auberge de jeunesse se trouve juste à la sortie du village principal de Lampaul. L'axe principal du bâtiment comporte un toit en pente orienté à -30° côté sud-est, et le toit est composé de plusieurs sections avec des sections supérieures et inférieures visibles, comme illustré sur la Figure 2.14. Pour l'étude actuelle, seule la plus grande partie non obstruée du toit principal est utilisée dans le modèle. Il sera peut-être possible d'utiliser d'autres sections du toit pour une installation plus grande dans des études futures. Un système de $8,8 \text{ kW}_c$ a été conçu sur PVsyst et les résultats ont été analysés.
- **Mairie** – La mairie est un bâtiment avec des bureaux pour le maire et les conseillers municipaux ainsi qu'une salle de réunion pour le public. Elle comporte un toit en pente



adapté orienté à -32° côté sud qui serait approprié pour une installation solaire. Un système a été conçu sur PVsyst avec une capacité de $9,0 \text{ kW}_c$.

- **Service technique** – Il s’agit d’un complexe composé de trois longs bâtiments et de plusieurs structures de type hangar plus petits. Les trois grands bâtiments ont des toits en pente qui sont orientés -22° sud-est et qui conviendraient à une installation photovoltaïque. Trois projets différents ont été modélisés pour ces bâtiments. Le plan 1 est la plus petite installation : un système de 22 kW_c a été conçu sur PVsyst, avec des panneaux placés uniquement sur le bâtiment sud. Un deuxième modèle pour le site, le plan 2, proposait d’installer des panneaux de $82,5 \text{ kW}_c$ de capacité sur les bâtiments sud et du milieu. Enfin, le plan 3 prévoit de couvrir tous les bâtiments avec des panneaux d’une capacité de 113 kW_c .

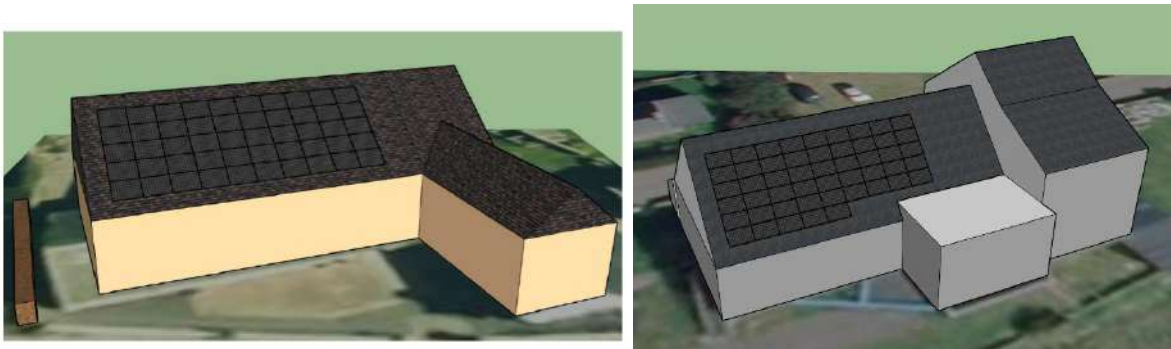


Figure 2.14 Images de synthèse de la salle polyvalente (gauche) et de l’auberge de jeunesse (droite) montrant un exemple d’installations solaires.

En plus des sites actuellement à l’étude pour le développement par SDEF, d’autres projets théoriques ont été étudiés : d’une part, une grande installation solaire au sol de 1 MW_p et, d’autre part, une extension du solaire sur toit à 20 % de tous les bâtiments de l’île.

Une centrale solaire installée au sol – Une option permettant d’augmenter considérablement la production d’énergie solaire sur l’île serait de développer une grande installation solaire en un seul endroit. Une centrale solaire installée au sol pourrait être développée pour avoir une capacité supérieure à celle de tout toit individuel et bénéficierait d’économies de coûts en installant un grand nombre de panneaux sur un même site. En utilisant PVsyst, une ferme solaire a été conçue avec une capacité de pointe installée de $1,1 \text{ MW}$. Le site couvrirait au moins 2 hectares et nécessiterait la mise à disposition d’un emplacement approprié. Une enquête publique complète et une évaluation d’impact seraient nécessaires avant qu’une installation de cette taille puisse être réalisée.

Expansion à d’autres toits - Outre les bâtiments publics, il existe plus de 1 000 autres toits identifiés sur la carte SIG de l’île, qui offrent un espace et une orientation appropriés pour rendre le photovoltaïque solaire possible. Si ces sites sont exploités, une grande partie de la demande estivale de l’île peut être satisfaite. Un exemple de ces toits est montré pour la ville principale de Lampaul sur la Figure 2.15.





Figure 2.15 Carte de Lampaul montrant les sites de toits solaires. L'installation solaire PV en service sur le centre sportif (en bleu), les projets solaires prévus (en vert) et les sites potentiels sur toiture (en rouge) apparaissent. (Source de la carte de référence : IGN)

2.4.6 Production d'énergie

2.4.6.1 Installation PV du centre sportif

L'installation photovoltaïque sur le toit du centre sportif a commencé à fonctionner pleinement le 2 octobre 2017. Entre son installation et le 10 avril 2018, elle a fourni 21,83 MWh d'électricité au réseau de l'île. La Figure 2.16 montre la production totale d'électricité pour chaque jour de cette période. Cette période ne couvrant que six mois en automne et en hiver, elle ne permet pas une évaluation complète du système. Cependant, cela montre une bonne concordance avec les résultats prévus du modèle PVsyst du système. Le tableau 2.5 montre les totaux de production d'électricité pour les mois disponibles comparés à la production attendue prévue par le modèle PVsyst. Le modèle PVsyst effectue des calculs en utilisant les valeurs de rayonnement pour chaque mois sur la base de moyennes sur plusieurs années. Une comparaison directe avec des mois individuels ne peut donc pas être utilisée pour valider le modèle. On peut toutefois constater que l'installation photovoltaïque produit des valeurs dans un petit pourcentage des prévisions du modèle (le modèle est sous-estimé de 9,3 % sur la période de six mois). Lorsque le projet aura été en fonctionnement depuis plus longtemps, des comparaisons supplémentaires peuvent être effectuées et une évaluation complète des performances de l'installation peut être entreprise.



Tableau 2.5 Comparaison du modèle PVsyst avec les données de production mesurées pour la centrale solaire du centre sportif d'Ouessant.

Mois	Production prédite du modèle PVsyst [kWh]	Production mesurée réelle [kWh]	Pourcentage d'erreur du modèle [%]
Octobre (à partir du 2 octobre)	3 535	3 375	4,7
Novembre	2 473	2 650	-6,7
Décembre	1 610	1 401	14,1
Janvier	1 816	2 080	-12,7
Février	2 882	4 293	-32,9
Mars	4 773	5 033	-5,2
Total six mois	17 089	18 832	-9,3

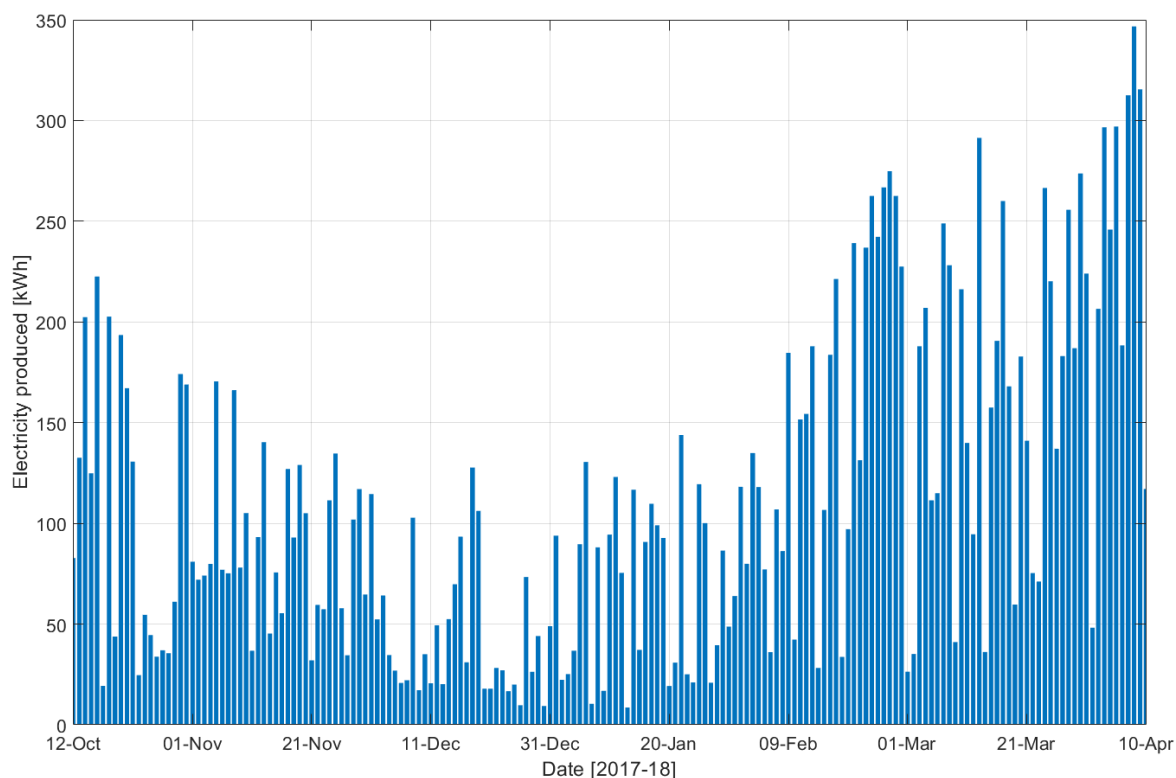


Figure 2.16 Production d'électricité à partir de l'installation photovoltaïque du centre sportif d'Ouessant.

2.4.6.2 Projets prévus

Salle polyvalente : Un réseau a été conçu à l'aide de PVsyst avec une capacité installée de 13,2 kW_c, intégrant 48 panneaux de 275 W couvrant une surface de 77m². Le modèle suggère que cette installation pourrait fournir 14,38 MWh d'électricité au réseau chaque année.



Auberge de jeunesse : Un réseau a été conçu avec une capacité installée de 8,8 kW_c, intégrant 32 panneaux de 275 watts et couvrant une surface de 52 m². Le modèle PVsyst suggère que cette installation pourrait fournir 8,51 MWh d'électricité au réseau chaque année.

Mairie : Un réseau a été conçu avec une capacité installée de 9,0 kW_c, intégrant 36 panneaux et couvrant une surface de 58 m². Le modèle PVsyst suggère que cette installation pourrait fournir 9,73 MWh d'électricité au réseau chaque année.

Service Technique : Trois projets possibles ont été modélisés dans PVsyst :

- Le plan 1 prévoit l'installation de panneaux sur le bâtiment le plus au sud, comprenant 80 panneaux couvrant 129 m² de toit et une capacité installée de 22 kW_c. Le modèle PVsyst prédit que cela fournira 21,58 MWh d'électricité.
- Le plan 2 est une installation plus grande qui couvre les deux grands bâtiments avec des panneaux photovoltaïques et utilise 300 panneaux au total, couvrant 483 m². Cela donne une capacité installée de 82,5 kW_c et fournirait 76,3 MWh d'électricité par an.
- Le plan 3 prévoit de couvrir les trois bâtiments avec des panneaux solaires, comprenant 410 panneaux couvrant 662 m² de surface de toit. Cela donne une capacité installée de 113 kW_c et fournirait 94 MWh d'électricité par an.

Les rapports PVsyst complets pour ces projets se trouvent à **l'annexe 1** et les résultats sont résumés dans **Erreur ! Source de référence non trouvée.**

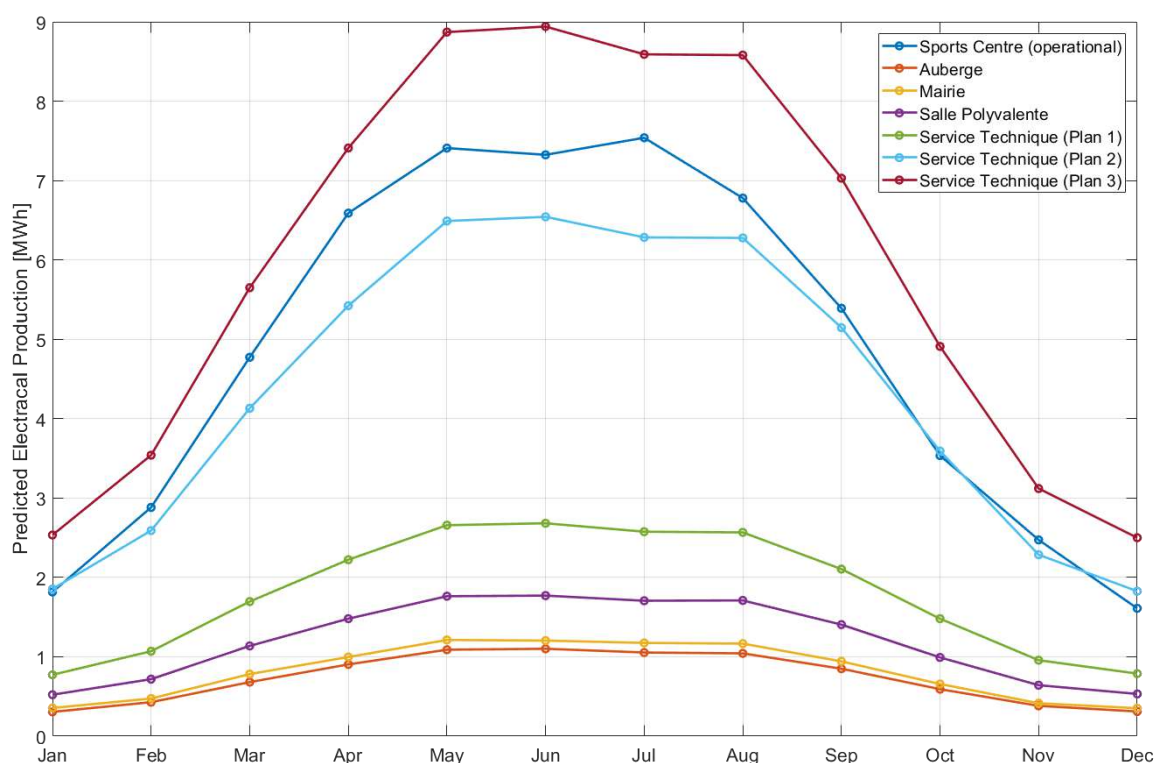


Figure 2.17 Production d'électricité prévue à partir des installations solaires proposées à l'aide de modèles PVsyst.

La Figure 2.17 montre la production de courant mensuelle prédite des installations prévues à l'aide des modèles PVsyst. Si tout était mis en œuvre, avec le plan 3 sur les bâtiments de service



technique, il pourrait y avoir au total 162,64 MWh d'électricité par an fournis au réseau à partir de ces projets solaires. La génération estimée pour une année type à partir de ces projets est comparée à la demande d'électricité des îles pour 2016 et illustrée à la Figure 2.18. Seule une petite partie de la demande serait satisfaite et la majorité de la production devrait provenir d'autres sources.

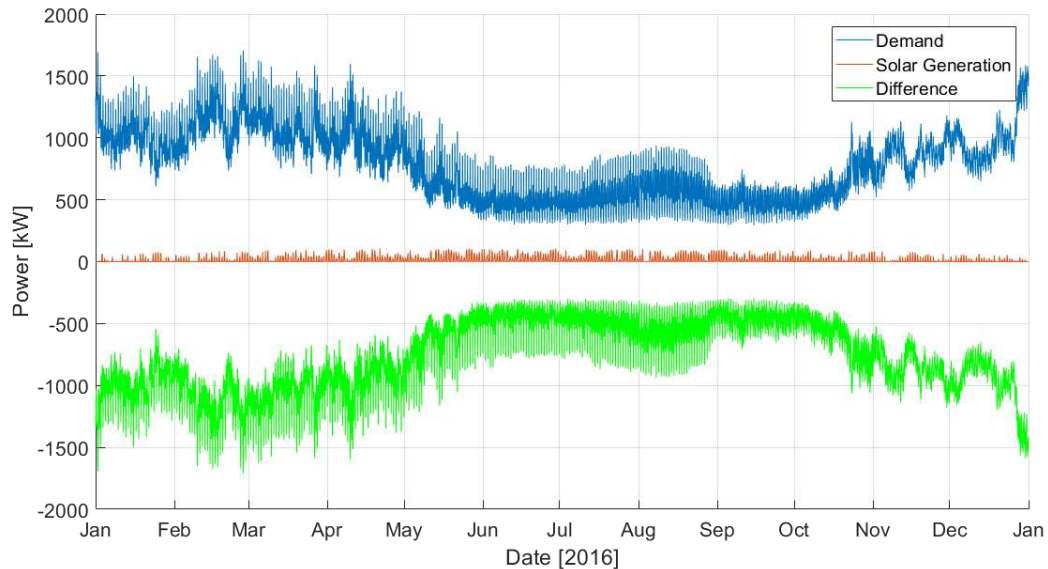







Figure 2.18 Comparaison de la production solaire à partir des aménagements prévus et de la demande électrique de l'île.

Une centrale solaire installée au sol : Si une centrale solaire de 1100 kW_c était déployée sur l'île, le modèle PVsyst suggère une fourniture de 1166 MWh d'électricité à l'île, soit environ 25 % de la charge annuelle de l'île. Comme avec les autres projets solaires, cette électricité serait générée surtout pendant les mois d'été et pendant les heures de clarté. Les heures du milieu de la journée ont moins de demande que le soir, et la demande en été est inférieure à celle de l'hiver. Par conséquent, il existe de nombreuses occasions où toute la demande électrique de l'île serait dépassée par la production d'une grande centrale solaire. Une grande quantité de stockage et un changement de la demande des consommateurs seraient nécessaires pour utiliser cette électricité supplémentaire lorsque nécessaire.



Tableau 2.6 Résumé des projets solaires proposés sur les bâtiments municipaux.

Site	Photo aérienne	Emplacement	Surface de toit (estimation à partir du SIG)	Orientations du toit [degrés depuis le sud]	Capacité d'installation modélisée [kW _c]	Énergie électrique exportée vers le réseau [kWh/an]
Centre sportif (opérationnel)		48,458757 N ; 5,100076 O	1122 m ²	-17	45,0	58 100
Salle polyvalente		48,458038 N ; 5,100368 O	216 m ²	-16	13,2	14 380
Auberge de jeunesse		48,459103 N ; 5,096837 O	210 m ²	-30	8,8	8 510
Mairie		48,455346 N ; 5,097461 O	182 m ²	-32	9,0	9 730
Service technique (plan 1)		48,45926 N ; 5,089362 O	(341 + 379 + 332) = 1052 m ²	-22	22	21 580
Service technique (plan 2)					82,5	76 300
Service technique (plan 3)					113,0	94 000



2.4.6.3 Expansion de l'énergie solaire sur l'île

Des cartes SIG ont été utilisées pour identifier tous les toits potentiellement adaptés sur l'île. Un total de 1178 toits ont été identifiés, couvrant une surface de 110 000 m². Théoriquement, cela fournit un espace de toit suffisant pour plus de 18 MW_c de capacité solaire installée. Tous les toits ne conviendront toutefois pas, et de nombreux propriétaires de maisons ne pourront ou ne voudront pas installer de panneaux. Si même une petite partie de ces toits était utilisée, une partie importante de la demande d'électricité de l'île pourrait être satisfaite pendant les mois d'été. Les informations sur les incitations et les mécanismes pour l'installation de l'énergie solaire domestique en France sont détaillées dans le document ICE 1.1.2 (Fitch-Roy et Connor, 2018).

Dans un exemple de scénario, un modèle a été conçu pour estimer la production électrique si environ 20 % de la toiture de l'île disposaient de panneaux solaires photovoltaïques. Historiquement, la plupart des habitations domestiques à Ouessant suivent le modèle d'une maison traditionnelle bretonne. Les bâtiments neufs doivent respecter les règles d'aménagement paysager et sont donc pour la plupart du même style, avec une pente constante de 35 °. Cela a donc été utilisé comme inclinaison de référence pour tous les toits du modèle. Un exemple de système de 3 kW a été conçu et analysé sur PVsyst. Le modèle a été exécuté plusieurs fois en faisant varier l'azimut à chaque fois. Les résultats du modèle ont ensuite été élargis pour estimer les résultats de nombreuses installations autour de l'île. Deux méthodologies différentes ont été appliquées :

- Méthode 1 : On a supposé que les toits recevant des installations solaires soient répartis de manière aléatoire à partir des toits disponibles sur l'île et que l'azimut des toits soit réparti uniformément dans une gamme d'orientations allant de -90 ° à + 90 ° autour d'une exposition sud.
- Méthode 2 : On a supposé que les propriétaires d'habitations orientées sud seraient plus enclins à installer des panneaux solaires que les bâtiments non orientés sud. Par conséquent, une plus grande proportion d'habitations orientées sud ont été envisagées pour installation, et une plus faible proportion de toits avec des orientations proches de l'est ou de l'ouest.

Si ces scénarios étaient appliqués, un total de 3744 MWh (scénario 1) ou 3889 MWh (scénario 2) pourrait être fourni au réseau, soit 57 % ou 59 % de la demande totale de l'île. La Figure 2.19 montre la production d'électricité mensuelle qui pourrait être réalisée à partir de l'énergie solaire photovoltaïque dans les scénarios 1 et 2, 20 % des toits convenables étant utilisés sur Ouessant. Dans ces exemples de scénarios, la quantité d'énergie produite serait proche de la demande totale pendant les mois d'été (mai à septembre), mais elle n'aurait qu'un faible impact en hiver lorsque la production devrait être assurée par d'autres sources. La Figure 2.20 montre la comparaison horaire entre une génération typique et la demande en électricité de l'île pour 2016. Il y a beaucoup de périodes où la production est supérieure à la demande de l'île ; Lorsque tel est le cas, il faudra prévoir des moyens d'utiliser l'énergie ailleurs, par exemple au moyen de technologies de stockage, ou de s'en débarrasser. L'énergie solaire n'est produite que pendant les heures de clarté. Par conséquent, si elle devait être utilisée pour couvrir une grande partie de la consommation de l'île, il faudrait modifier les durées de consommation en plus d'une solution de stockage d'énergie. Ceci est discuté dans le rapport ICE T1.1.2.



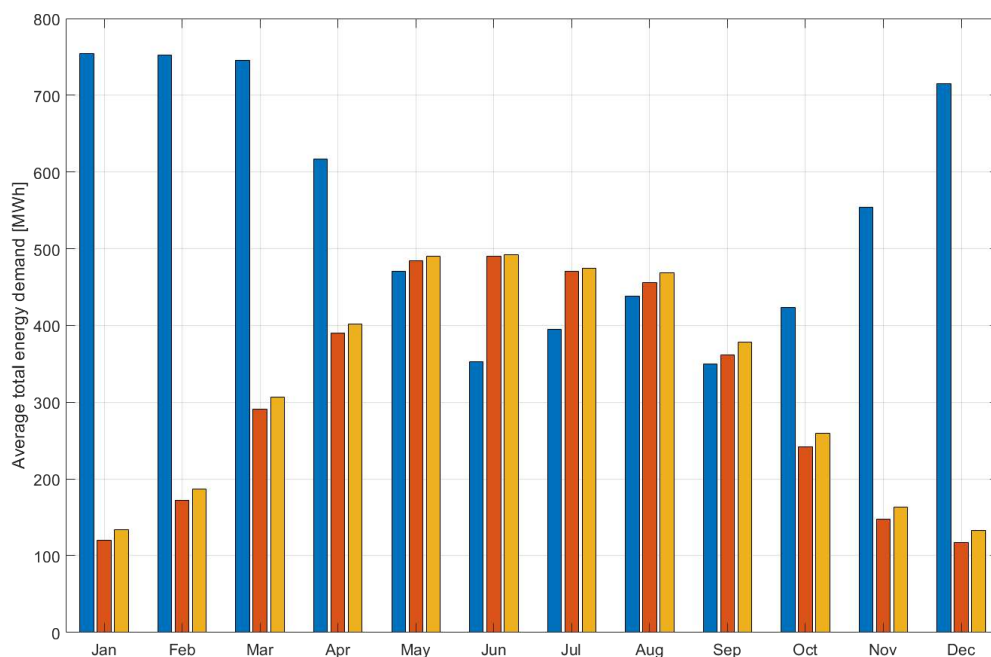


Figure 2.19 La demande électrique mensuelle moyenne (bleue) par rapport à la quantité de production solaire à partir de 20 % de couverture de tous les toits disponibles pour le scénario 1 (rouge) et le scénario 2 (jaune).

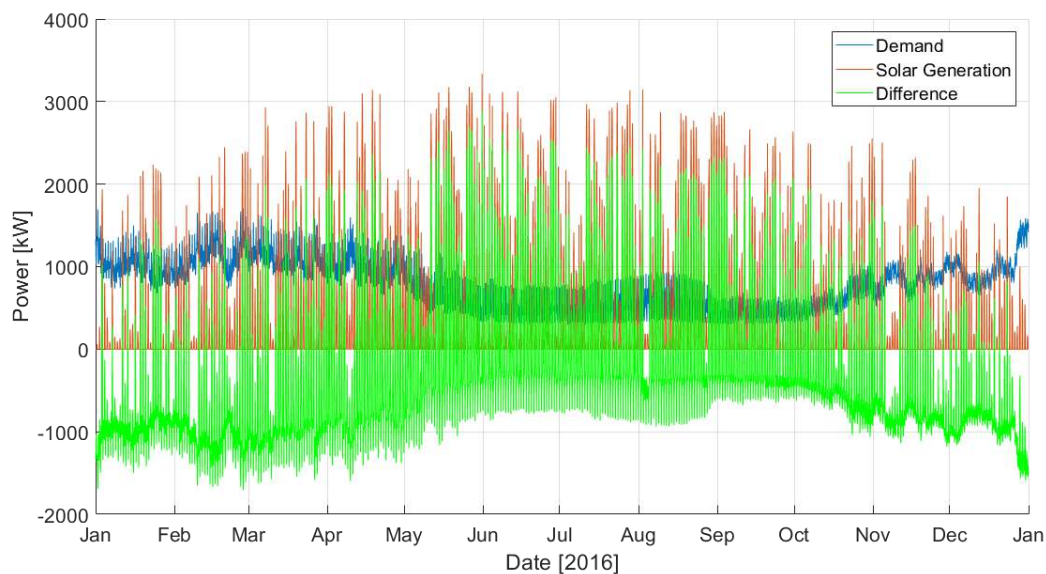


Figure 2.20 Comparaison de la production solaire d'une vaste installation solaire couvrant 20 % des toits de l'île et de la demande électrique de l'île.



2.5 Quantification des ressources : éolien

L'énergie éolienne est une technologie bien établie, et les installations allant des appareils individuels produisant quelques kW à des parcs de plusieurs centaines de MW produisent de l'électricité dans le monde entier. L'éolien terrestre n'a cependant pas une histoire heureuse à Ouessant. Dans les années 1980, des problèmes techniques ont perturbé les tentatives d'exploitation de la ressource éolienne enviable de l'île (Pleijel, 2015 ; CORDIS, 1984), bien que la meilleure compréhension technologique dans le secteur signifie qu'il est peu probable que ces problèmes se reproduisent avec une installation éolienne moderne. En tant que technologie avancée et rentable, l'énergie éolienne présente un fort potentiel pour faire partie du bouquet énergétique d'Ouessant ; toutefois, l'opposition locale et les contraintes d'urbanisme peuvent empêcher son développement.

2.5.1 Méthodologie

Pour ce rapport, des données modélisées sur la vitesse du vent sont utilisées pour estimer la ressource disponible pouvant être exploitée par une ou plusieurs éoliennes sur Ouessant.

Le Global Wind Atlas (GWA) (DTU, 2017) fournit des valeurs moyennes de vitesse et de puissance du vent pour les sites du monde entier. Les données sont modélisées initialement sur une grille grossière en utilisant un modèle de réanalyse, puis les données sont affinées avec un modèle à méso-échelle et une topographie précise. La validation est effectuée sur de nombreux sites où des données mesurées sont disponibles. Le GWA produit des valeurs à 50 m, 100 m et 200 m au-dessus du niveau de la mer.

Des données sur la vitesse du vent mesuré provenant de près de trente mille stations d'observation dans le monde sont disponibles auprès de la NOAA (Office national océanique et atmosphérique, une agence du gouvernement américain). L'aérodrome d'Ouessant possède des archives datant de 1936. Pour les 10 années de 2007 à 2017, la vitesse du vent horaire et les données directionnelles ont été enregistrées à partir de l'aérodrome. Les enregistrements pour cette période sont complets à 98,5 %. Comme ces données sont enregistrées au niveau de la surface, elles ont été mises à l'échelle jusqu'à 100 m (et aux hauteurs de nacelle, pour les exemples d'installation), pour les calculs de vitesse et de force du vent à l'aide d'un journal de profil.

Le modèle ERA-Interim ECMWF (Dee et al, 2011) est une autre source de données sur la vitesse du vent. Il s'agit d'un modèle de réanalyse atmosphérique globale fournissant un certain nombre de paramètres de surface et atmosphériques. Les données des modèles de prévision ECMWF sont combinées aux observations disponibles et utilisées pour produire un enregistrement cohérent de l'évolution de l'atmosphère globale. Parmi les paramètres produits figurent des valeurs de données mondiales pour la vitesse du vent sur la période 1989-2015 sous la forme de vitesses de vent moyennes sur six heures à 10 m au-dessus du niveau de la mer (Berrisford et al., 2011). Pour cette étude, 26 années de données ont été extraites du modèle et les variations saisonnières et quotidiennes analysées. Avec l'acquisition des données NOAA mesurées, le modèle ECMWF n'a pas été utilisé dans les calculs de la vitesse ou de la force du vent, mais il reste néanmoins un ensemble de données disponible pour les calculs futurs.

Pour cette étude, la production d'énergie d'une éolienne a été calculée en appliquant les données NOAA à la courbe de puissance d'une éolienne sélectionnée. Il était alors possible d'adapter les temps de chaque vitesse de vent à la courbe de génération de l'éolienne et à la puissance de sortie indiquée.



Les données sur les ressources sont brutes et il n'y a pas de variation spatiale à travers l'île. Les sites restreints pour des raisons techniques, sociales ou politiques ne sont pas disponibles, mais un site spécifique n'est pas identifié dans le cadre de ce rapport.

2.5.2 Contraintes de ressources

Située sur le littoral atlantique, Ouessant dispose d'une ressource éolienne considérable, avec une puissance éolienne moyenne de 717 W/m² à 100 m au-dessus du niveau de la mer (Global Wind Atlas, 2017).

Au cours des 10 années 2007-2017, les données mesurées par la NOAA indiquent une vitesse moyenne du vent pour l'île de 7,7 ms⁻¹ et une vitesse soutenue maximale de 32,4 ms⁻¹. Comme les éoliennes sont de grandes structures avec une hauteur de moyeu comprise entre 50 et 200 m, il est nécessaire de faire varier la vitesse du vent pour représenter les valeurs à un niveau supérieur. La vitesse du vent à 100 m est généralement utilisée comme point de départ pour l'évaluation des ressources éoliennes (Brower, 2012). Les profils de vent suivent une relation logarithmique liée à la longueur de rugosité de la surface (z_0). Il s'agit d'un paramètre de mise à l'échelle de longueur pour le journal qui est différent selon la constitution de la surface. Par exemple, les zones urbaines et les forêts auront des longueurs de rugosité relativement élevées (1-2 m), alors que les eaux calmes ou les déserts plats auront des valeurs relativement faibles (0,0001-0,005m). Pour Ouessant, si une rugosité de surface de $z_0 = 0,03$ est supposée (représentant les conditions attendues de terres agricoles avec peu de bâtiments), une vitesse de vent moyenne à 100 m de 10,69 ms⁻¹ et un maximum de 45,2 ms⁻¹ peuvent être obtenus à partir des données NOAA (NOAA, 2018). Les valeurs mensuelles moyennes élargies à 10 m et 100 m sont indiquées dans la Figure 2.21. Les données disponibles étant limitées aux moyennes horaires de la vitesse du vent, les vitesses maximales de rafales ne sont pas disponibles ; ces données doivent être examinées si elles deviennent disponibles dans le futur. La vitesse du vent montre une variation saisonnière, avec des valeurs plus élevées en moyenne pendant les mois d'hiver, coïncidant avec l'augmentation de la demande en électricité de l'île.

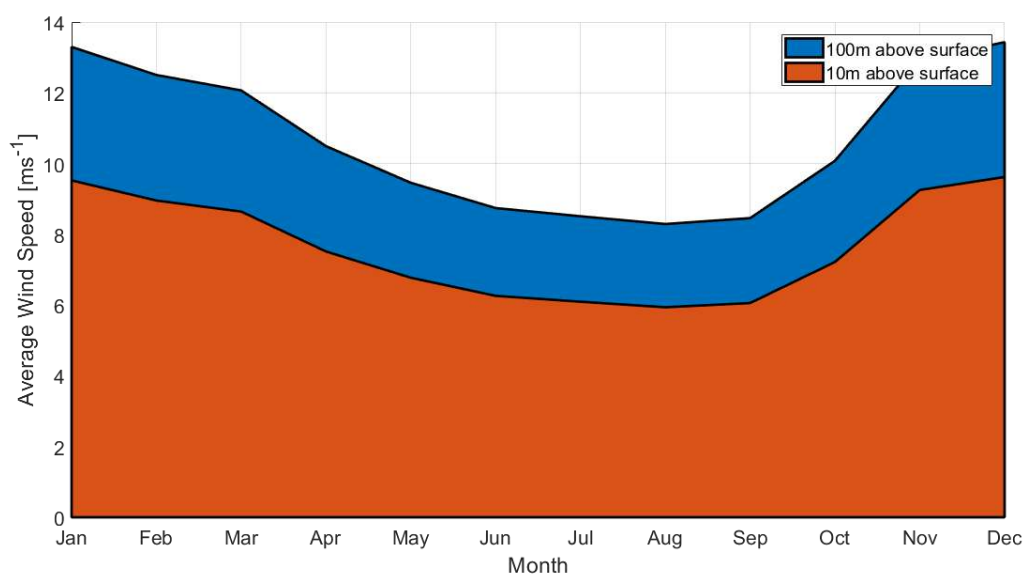


Figure 2.21 Vitesse mensuelle moyenne du vent à 10 m et à 100 m au-dessus du niveau de la mer.



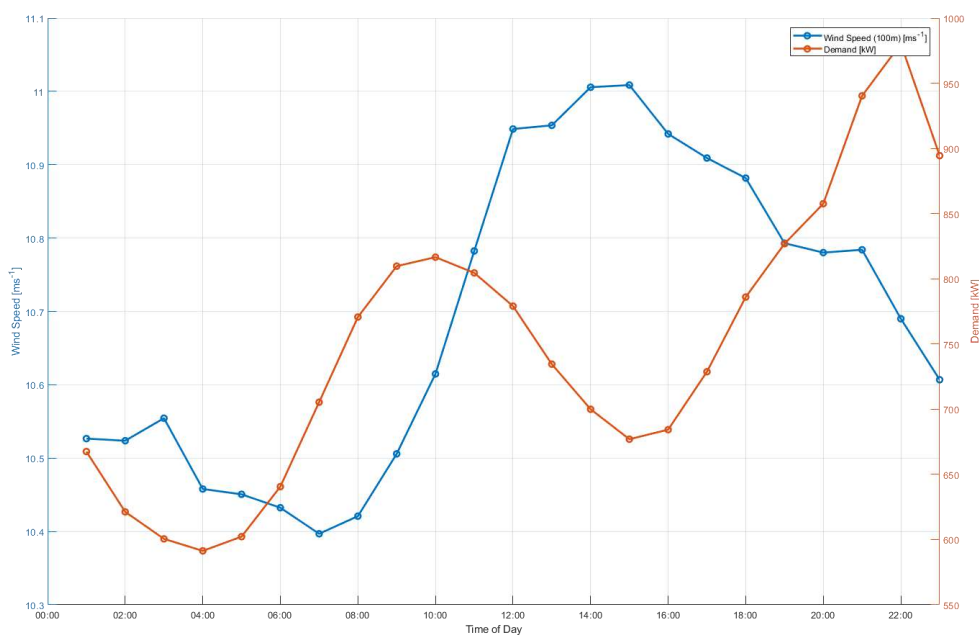


Figure 2.22 Vitesse du vent intra-journalier à 100 m par rapport au profil de la demande intra-journalière.

Il y a aussi une tendance à la variation intra-journalière des vitesses du vent, la vitesse du vent étant la plus élevée en moyenne au cours de l'après-midi et la plus faible au petit matin. La Figure 2.22 compare les profils intra-journaliers de la vitesse moyenne du vent avec la demande électrique ; Il existe une certaine corrélation dans la forme des profils, mais les pics de vitesse du vent et de demande ne coïncident pas. La Figure 2.22 est seulement une représentation des profils moyens, et les jours individuels montreront des données différentes. La Figure 2.23 montre la répartition complète des vitesses du vent recueillies pendant 10 ans (2006-2016).

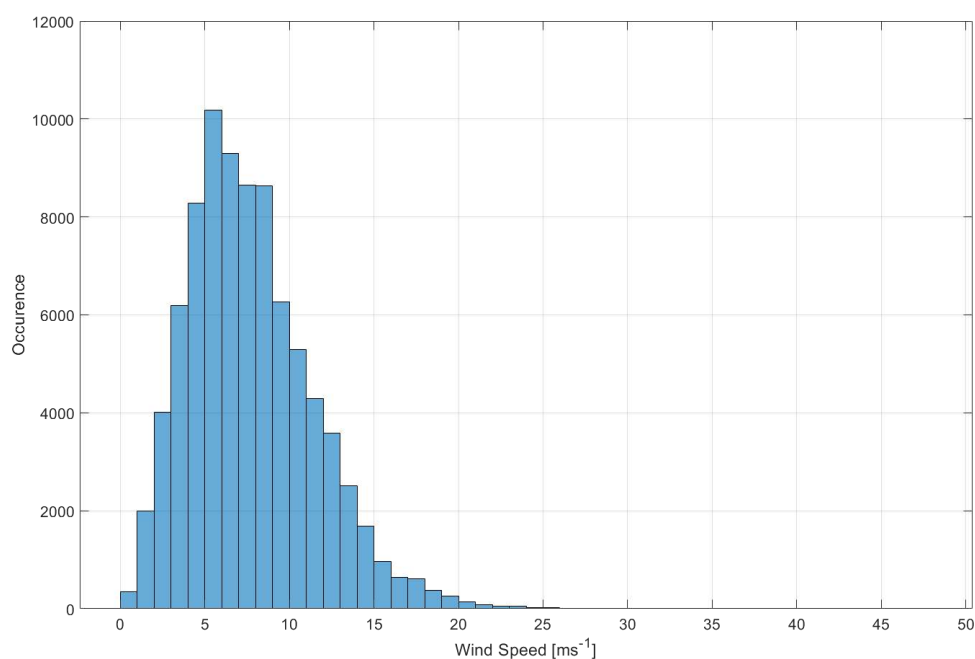


Figure 2.23 Répartition des vitesses du vent à 100 m



2.5.3 Contraintes techniques

L'installation réussie d'une ou de plusieurs éoliennes sur l'île nécessitera un site avec un accès pour les gros véhicules de construction, un terrain géologique adapté et un chemin de câbles adapté au réseau électrique de l'île. Les éoliennes devront être expédiées sur l'île avec tout équipement de construction sur mesure. Les exigences en matière de transport et de port doivent donc être prises en compte dans la planification.

Le site de toute éolienne devra être raccordé au réseau électrique de l'île, et l'itinéraire et la distance de tout câblage haute tension et basse tension contribueront au coût et à la complexité de l'installation. Le réseau haute tension est illustré sur la Figure 2.9 (section 2.3). Il faudra s'assurer que les câbles et les composants ont une capacité suffisante pour exporter la production maximale de la ou des éoliennes.

L'île est principalement constituée de roche recouverte d'une mince couche de terre et de végétation. Plusieurs techniques d'installation sont disponibles en fonction des conditions du sol et de la roche. Là où il y a un substrat rocheux près de la surface, des pieux forés ou des bases gravitaires peuvent être utilisés (Ashlock et Schaefer, 2011). Le terrain est principalement dégagé, avec des pâturages ou une surface rocheuse, et il est peu probable que l'on aura des problèmes pour trouver des sites présentant un terrain convenable. Les petites zones boisées, les marais ou les cours d'eau seront exclus des choix de site.

Les éoliennes doivent être situées à une distance sûre des routes et des bâtiments. Par exemple, l'agence britannique de la voirie recommande une distance horizontale minimale entre les éoliennes et les routes équivalant à la hauteur maximale de l'éolienne (de la base au sommet des pales) plus 50 m (ministère des transports, 2013). Ceci est discuté dans le rapport ICE T1.1.1 (Hardwick et. Al, 2018). La Figure 2.24 montre les régions limitées par la proximité des bâtiments résidentiels et des routes, analysées dans le SIG. La faible densité de routes et de bâtiments à Ouessant signifie que des sites disponibles en dehors de ces zones tampons sont visibles sur la carte SIG. Il y a aussi une tour radar située au nord de l'île ; des discussions avec les autorités compétentes devraient être entreprises pour s'assurer que toutes les éoliennes seront acceptables.





Figure 2.24 SIG d'Ouessant montrant les zones limitées par les routes (jaune) ou les bâtiments (bleu).

2.5.4 Contraintes environnementales, sociales et politiques

Une mauvaise opinion de la technologie éolienne a persisté dans la commune depuis l'échec du projet dans les années 1980. La loi d'urbanisme rend également l'installation très difficile compte tenu des contraintes géographiques et de l'environnement naturel unique de l'île. Bien qu'il soit juridiquement possible de créer de nouvelles éoliennes terrestres, l'opposition des collectivités locales et des ONG à leur installation signifie probablement qu'il y a peu ou pas de perspectives réelles dans un avenir immédiat. Néanmoins, le potentiel de l'énergie éolienne est considérable et il existe au moins un projet en cours d'installation d'une éolienne, mais l'autorisation de construire un mât météorologique prévu dans le cadre d'une campagne de mesure des ressources en 2018 a été refusée.

2.5.5 Identification du site

L'île est très plate et il n'y a pas de caractéristiques susceptibles d'affecter la ressource de manière significative à la hauteur du moyeu d'une éolienne. Les données éoliennes modélisées disponibles pour l'île ne sont pas d'une résolution suffisamment élevée pour montrer les variations à travers l'île. La sélection de sites appropriés sera donc dictée par des facteurs techniques, environnementaux et sociaux.

Comme la densité de population de l'île est faible, il existe de nombreux choix d'emplacements qui se situent à la distance requise par rapport aux logements ; l'exclusion des sites situés à au moins 500 m des résidences minimisera les perturbations dues au bruit et aux ombres. Cependant, la localisation d'un site socialement acceptable impliquera des discussions entre les opérateurs énergétiques, la mairie et les habitants de l'île.

2.5.6 Production d'énergie

Si des éoliennes étaient installées à Ouessant, une proportion importante des besoins en électricité de l'île pourrait être satisfaite. Des exemples sont présentés pour trois éoliennes disponibles dans le commerce et couramment déployées de différentes tailles :



- Une Enercon E33-300 - Une éolienne de 300 kW avec un diamètre de rotor de 33 m, déployée sur une tour de 35 à 47 m de haut
- Une Enercon E53-800 - Une éolienne de 800 kW avec un diamètre de rotor de 53 m, installée à une hauteur de moyeu de 60 à 73 m
- Une Vestas V90 / 2MW - Une éolienne de 2 MW d'un diamètre de 90 m, installée entre 80 et 105 m au-dessus du sol.

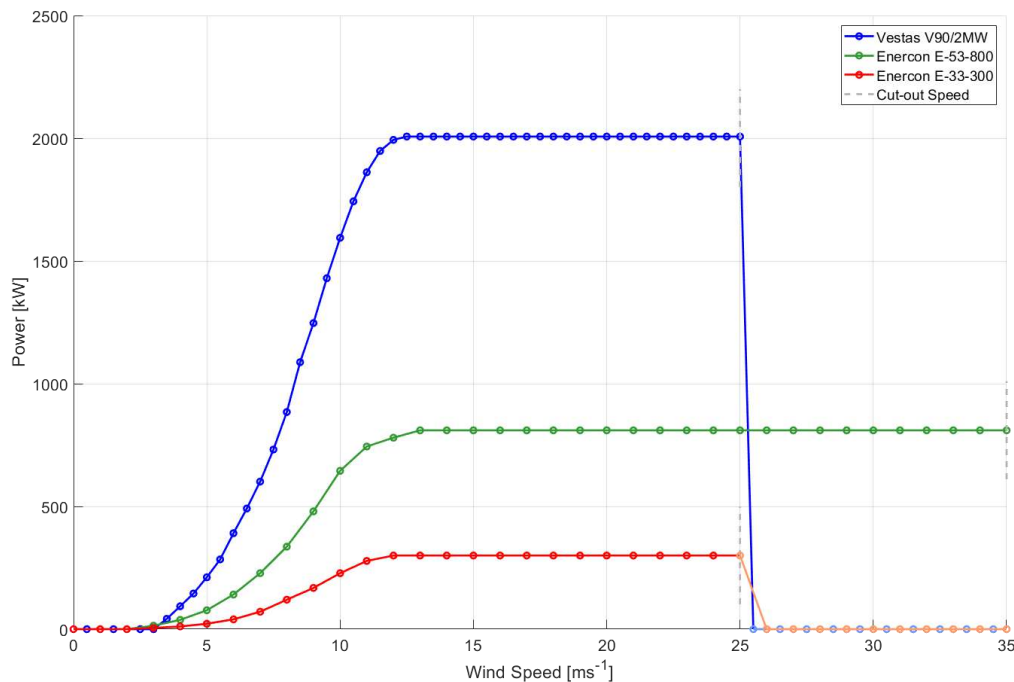


Figure 2.25 Courbes de puissance du fabricant pour trois modèles d'éoliennes.

Les exemples présentés dans ce rapport concernent chacun une éolienne individuelle installée. Les calculs supposent qu'une éolienne est installée au sol à 10 m au-dessus du niveau de la mer et utilise les données de vitesse du vent issues de la base de données NOAA enregistrée à l'aérodrome d'Ouessant (décrites ci-dessus au point 2.5.1). Les nacelles d'éolienne sont supposées être installées à mi-distance des plages de hauteurs de moyeu recommandées. La Figure 2.25 montre les courbes de puissance pour les éoliennes sélectionnées et indique la vitesse du vent lorsque les éoliennes se sont arrêtées pour protection. Une série chronologique de mesures de vitesse du vent a été compilée à partir des données de la NOAA pour l'année 2016 et ces données ont été comparées à la demande d'énergie électrique de l'île. La quantité totale d'énergie électrique qui aurait pu être générée en 2016 est de 10,8 GWh pour l'éolienne V90 / 2 MW, de 4,4 GWh pour l'éolienne E53-800 et de 1,5 GWh pour l'éolienne E33-300. La demande en électricité pour l'île en 2016 était de 6,8 GWh. Bien qu'il semble qu'une seule éolienne puisse répondre à tous les besoins en électricité de l'île, il est important de déterminer si le calendrier de production correspond à la demande. La différence entre la production et la demande a été analysée pour chaque heure de 2016. Les périodes où la production a dépassé la demande sont notées comme étant un excédent de production, et comme un déficit de production lorsque la demande a dépassé la production. Les résultats sont présentés dans le tableau 2.7.



Tableau 2.7 Heures d'excédent / déficit de production.

Éolienne	Excédent de production [heures]	Déficit de production [heures]
Vestas V90/2MW	6 060	2 723
Enercon E53-800	1 726	7 057
Enercon E33-300	1	8 782

Il existe une grande disparité saisonnière dans la demande en électricité, 60 % de l'utilisation de l'électricité ayant lieu en hiver (octobre à mars). La saisonnalité de la production éolienne a été examinée pour voir si les vitesses de vent plus élevées en hiver ont été transférées à une production électrique plus élevée. La production éolienne est distribuée quasiment dans les mêmes proportions saisonnières que la demande en électricité, comme le montre le tableau 2.8.

Tableau 2.8 Variation saisonnière de la production éolienne.

Éolienne	Production en été	Production en hiver	Proportion
Vestas V90/2MW	4,6 GWh	6,2 GWh	42,5 % / 57,5 %
Enercon E53-800	1,7 GWh	2,6 GWh	41,0 % / 59,0 %
Enercon E33-300	0,6 GWh	0,9 GWh	41,3 % / 58,7 %
Demande	2,7GWh	4,1GWh	39,3 % / 60,7 %

Au cours des périodes de production excédentaire, l'éolienne individuelle remplit les besoins en électricité de l'île entière. Lorsque l'éolienne génère beaucoup plus d'énergie que la demande de l'île, la production de l'éolienne peut être réduite. Pendant les périodes de déficit de production, d'autres sources de production seront nécessaires pour répondre au reste de la demande.

La comparaison entre la production des éoliennes et la demande insulaire est présentée sur la Figure 2.26 ; l'excédent / déficit est indiqué en vert, les valeurs positives représentant un excédent et les négatives un déficit.

Les scénarios examinant des combinaisons de technologies renouvelables sont présentés dans la section 2.9.



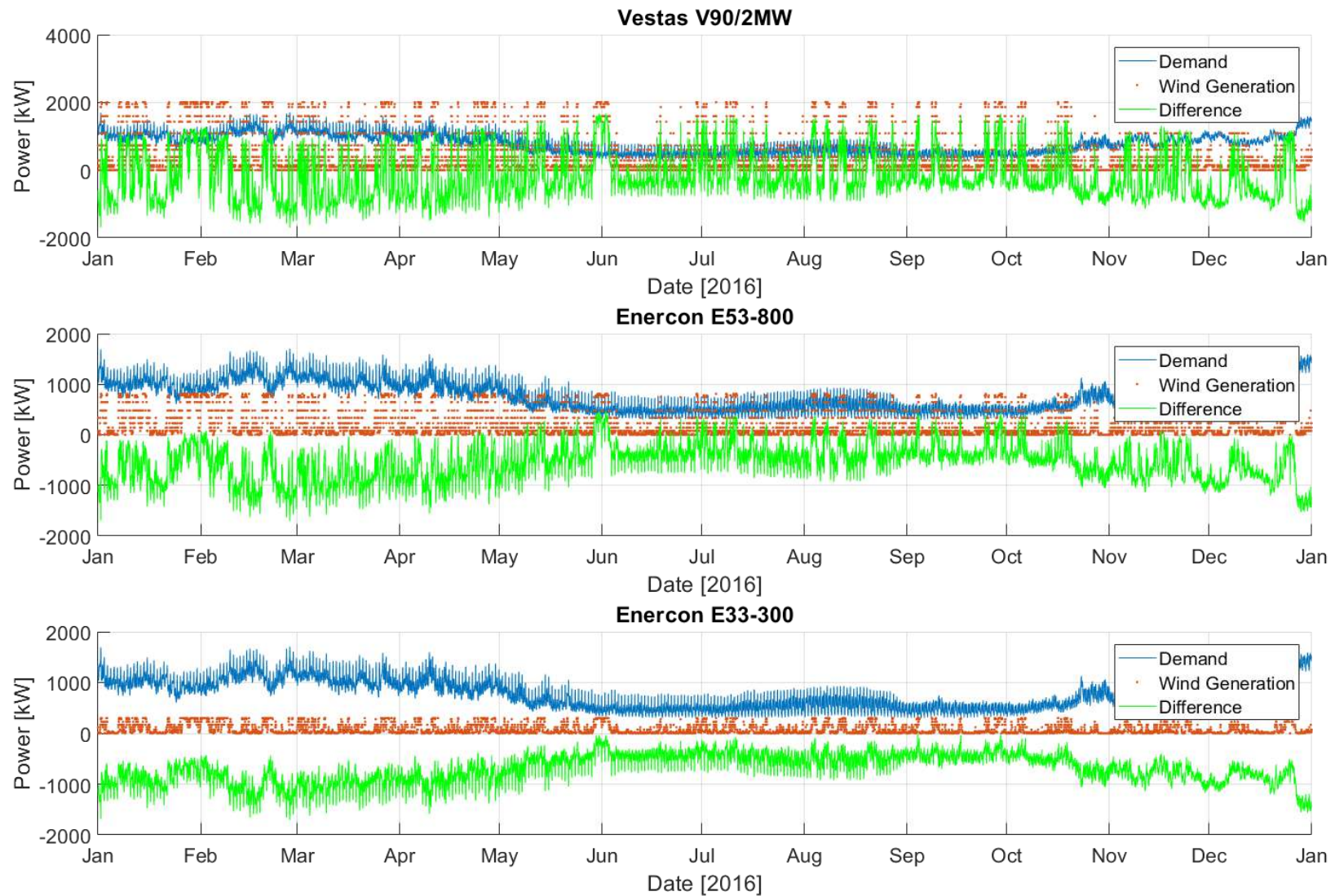


Figure 2.26 Série chronologique comparant la production d'électricité de chaque éolienne à la demande de l'île en 2016. Excédent / déficit net de production indiqué en vert.



2.6 Quantification des ressources : énergie marémotrice

Les marées sont causées par des forces gravitationnelles en constante évolution dues au mouvement relatif entre la Terre, la lune et le soleil. Les courants de marée sont les courants provoqués par le déplacement de l'eau dû à la montée et à la descente de la surface de la mer par le forçage des marées. Les récents développements de la technologie des turbines permettent l'extraction de l'énergie cinétique des flux de marée. Les ressources marémotrices sont généralement plus importantes dans les zones où l'amplitude des marées est bonne et où la vitesse des courants est amplifiée par l'effet d'entonnoir des côtes et des fonds marins locaux, par exemple dans les détroits et les bras de mer entre les îles. Bien que le courant de marée soit très sensible à un emplacement spécifique, le cycle des marées peut être prédit avec une grande précision sur de très longues périodes en raison de la connaissance des forces astronomiques qui entraînent les marées. Par conséquent, la production électrique d'une centrale marémotrice à un endroit donné peut également être prédite avec précision.

2.6.1 Méthodologie

L'objectif de cette étude est d'évaluer la dynamique des marées autour d'Ouessant, d'identifier les sites appropriés pour la conversion de l'énergie marémotrice et d'évaluer la production potentielle d'énergie. En particulier, la production d'énergie associée à l'actuelle turbine marémotrice Sabella D10 est évaluée. Sabella D10 est une turbine marémotrice de 10 m de diamètre (Figure 2.27) déployée le 25 juin 2015 dans le Passage Fromveur au large de la côte sud-est de Ouessant. Elle a été raccordée au réseau le 5 novembre 2015, devenant ainsi la première turbine marémotrice française produisant de l'électricité et raccordée au réseau électrique (Paboeuf et al., 2016).



Figure 2.27 La turbine marémotrice Sabella D10 dans l'aire d'assemblage de Brest (Paboeuf et al., 2016).



2.6.2 Contraintes de ressources

2.6.2.1 Bathymétrie

Les données bathymétriques autour d'Ouessant sont disponibles avec une résolution de 0,001 ° (~ 111 m) diminuant avec la distance de l'île à une résolution de 0,125' (~ 230 m). Celles-ci font partie d'un modèle d'élévation numérique bathymétrique du littoral atlantique, développé dans le cadre du projet HOMONIM (SHOM, 2018), qui comprend une partie de la mer du Nord, de la Manche et du golfe de Gascogne. Il s'étend également au-delà du plateau continental à environ 4800 m de profondeur au large des côtes.

La Figure 2.28 montre la bathymétrie de la région à trois échelles. On peut voir que la zone en rouge dans la troisième image serait une zone suffisamment homogène pour l'installation de turbines marémotrices.



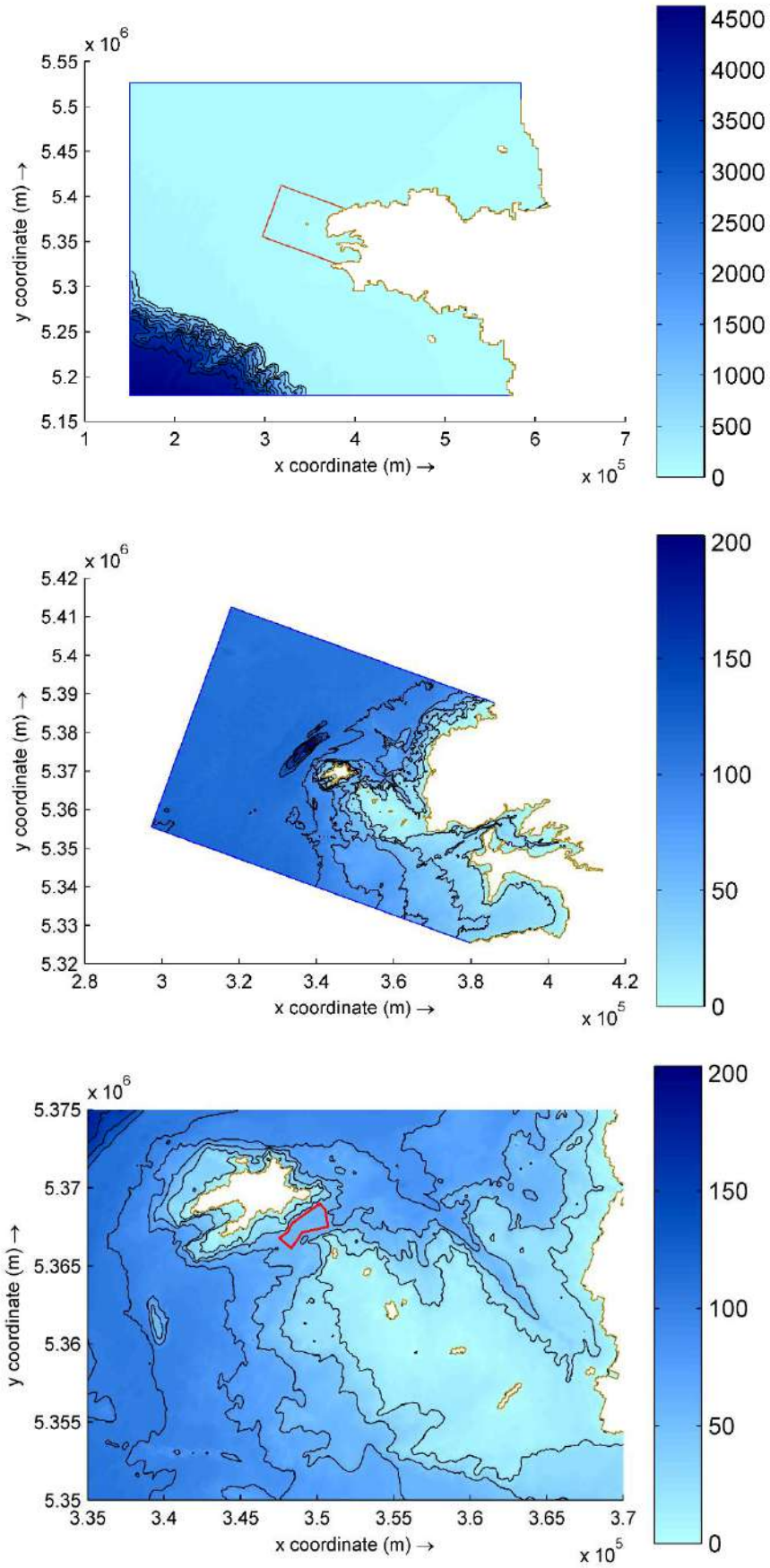


Figure 2.28 Contours bathymétriques, avec échelle de couleurs indiquant la profondeur en mètres



2.6.2.1 Coefficient de marée

Les deux stations de mesure de la marée les plus proches de la région étudiée sont Ouessant et Le Conquet (voir Figure 2.29). Le coefficient de marée sur ces deux sites peut être obtenu en utilisant des composantes de marée. Les paramètres clés d'amplitude et de phase pour 20 composantes de marée sélectionnées pour Ouessant et Le Conquet sont indiqués dans le tableau 2.9.

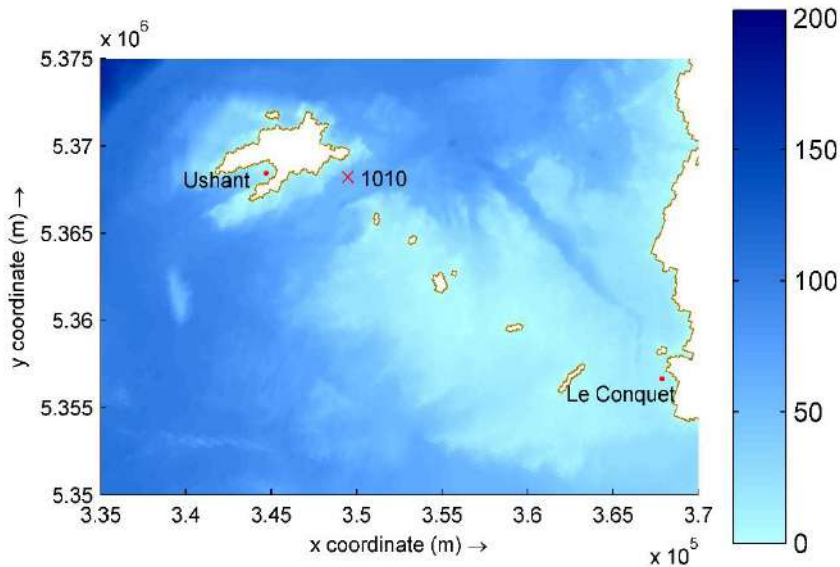


Figure 2.29. Emplacement des stations de mesure des marées

Tableau 2.9 10 composantes de marées sélectionnées sur les sites d'Ouessant et du Conquet.

Nom de la composante	Ouessant		Le Conquet	
	Amplitude (m)	Phase (deg)	Amplitude (m)	Phase (deg)
M2	2,065	110,5159	2,02	112,2159
S2	0,828	149,6	0,735	151,3
N2	0,416	88,8603	0,409	91,9603
K2	0,209	146,4179	0,208	148,3179
NU2	0,09	78,9874	0,086	92,9874
MU2	0,07	103,6318	0,076	95,6318
M4	0,01	129,2318	0,075	141,2318
L2	0,064	88,4715	0,074	95,7715
O1	0,059	323,657	0,071	327,757
K1	0,069	77,8589	0,066	74,5589
MS4	0,02	245,5159	0,057	192,8159
2N2	0,055	71,2046	0,054	84,9046
MM	0,09	254,6556	0,045	239,1556
SSA	0,086	303,0179	0,033	232,5179
MSM	0,027	8,8285	0,03	285,0285
MF	0,041	191,902	0,026	185,302
Q1	0,013	274,6013	0,021	291,1013
P1	0,022	77,8411	0,02	56,2411
OP2	0,018	22,398	0,019	44,398
MSF	0,052	217,7841	0,015	216,8841



Les tracés de la hauteur de marée à Ouessant et au Conquet pour 2017 sont présentés sur la Figure 2.30

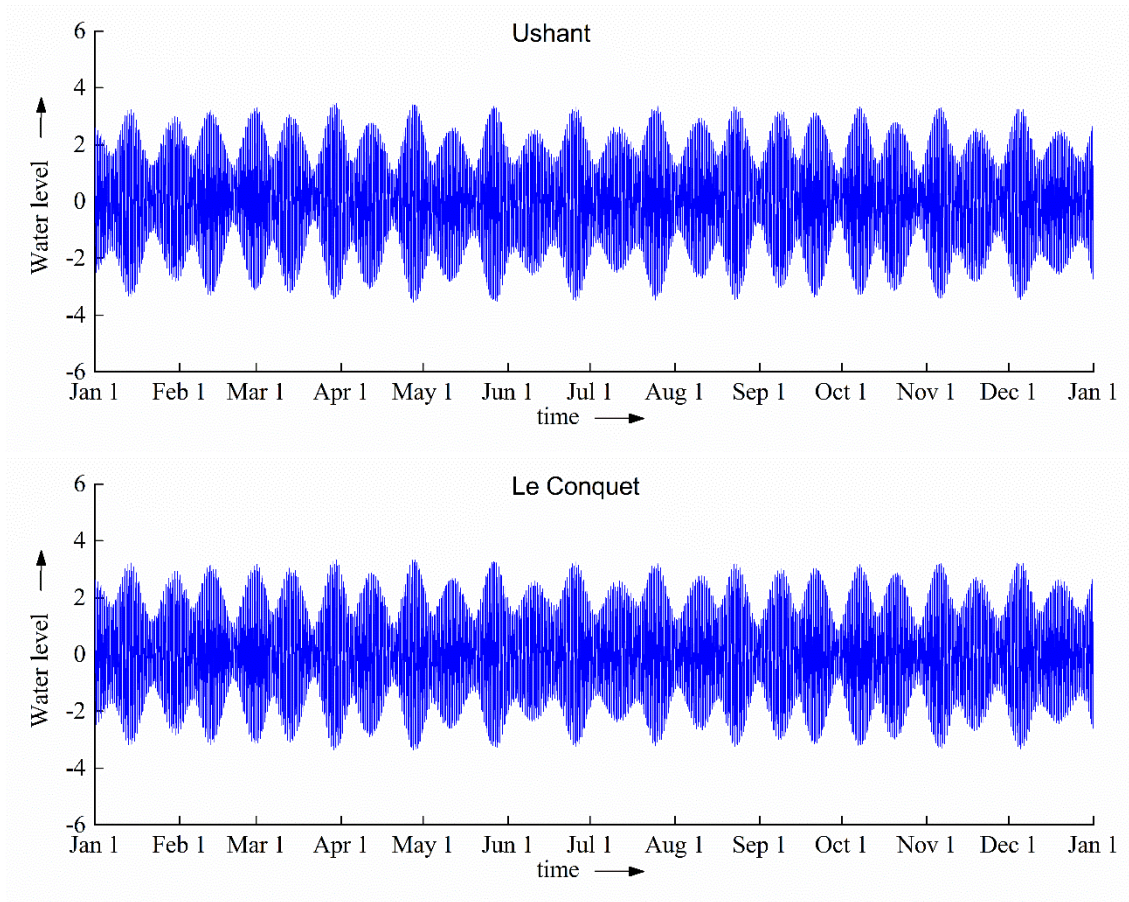


Figure 2.30 Tracé annuel de la hauteur des marées à Ouessant et au Conquet pour 2017.

Le coefficient de marée est la différence entre la hauteur d'eau haute et basse sur chaque marée. Les coefficients maximal, minimal et moyen pour chaque mois sur ces deux sites sont présentés dans le tableau 2.10. Août 2017 a été jugé représentatif du mois moyen pour 2017.



Tableau 2.10 Coefficient maximal, minimal et moyen des marées pour chaque mois de 2017.

Mois	Coefficient de marée à Ouessant (m)			Coefficient de marée au Conquet (m)		
	maximum	minimum	moyen	maximum	minimum	moyen
Janvier	6,641	2,289	4,465	6,435	2,200	4,318
Février	6,547	1,935	4,241	6,368	1,809	4,089
Mars	6,905	1,751	4,328	6,705	1,718	4,212
Avril	6,979	1,732	4,356	6,722	1,817	4,270
Mai	6,904	2,134	4,519	6,588	2,316	4,452
Juin	6,845	2,793	4,819	6,508	2,992	4,750
Juillet	6,863	2,646	4,755	6,479	2,655	4,567
Août	6,795	1,898	4,347	6,439	2,337	4,388
Septembre	6,500	1,632	4,066	6,213	1,665	3,939
Octobre	6,631	1,677	4,154	6,354	1,705	4,030
Novembre	6,708	2,128	4,418	6,492	2,164	4,328
Décembre	6,775	2,677	4,726	6,606	2,717	4,662

La Figure 2.31 présente une courbe de 30 jours de la hauteur de marée au-dessus et au-dessous du niveau d'eau moyen sur les sites d'Ouessant et du Conquet pour août 2017, le mois identifié comme étant représentatif de l'année. Les cycles vive-eau/morte-eau sont clairement visibles.

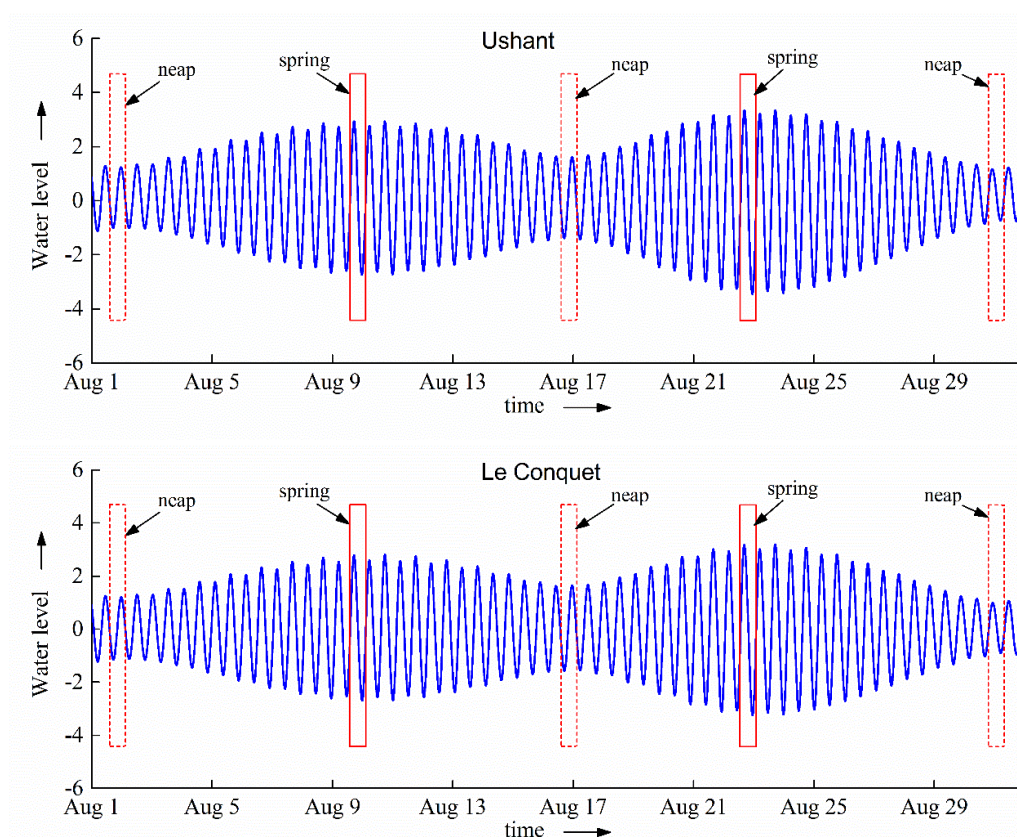


Figure 2.31 Tracé de 30 jours (août 2017) de la hauteur de la marée au-dessus d'un référentiel sur les sites d'Ouessant et du Conquet.



La Figure 2.32 montre la hauteur des marées sur une période de 50 heures aux deux sites pendant les marées de vive-eau, lorsque le coefficient de marée est maximal.

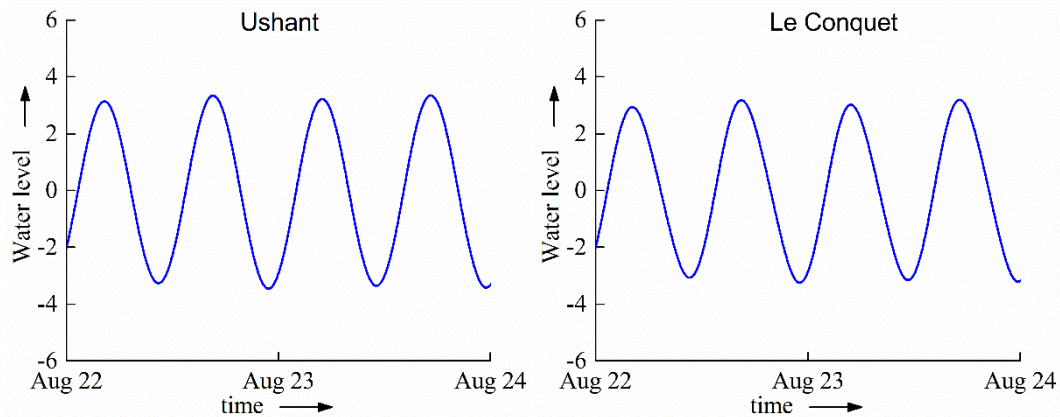


Figure 2.32 Tracé de 50 heures du coefficient de marée lors des marées de vive-eau

Aussi bien Ouessant que Le Conquet connaissent deux marées hautes et deux marées basses de taille à peu près égale chaque jour lunaire. La région connaît donc un cycle de marée semi-diurne.

2.6.2.2 Courants de marée

Les observations d'amplitude et de direction actuelles à 10 m au-dessus du fond marin au point 1010 (5,056 ° O, 48,449 ° N, illustré sur la Figure 2.29) sont illustrées sur la Figure 2.33, extraite de chiffres présentés dans Guillou et Thiébot (2016) et Guillou et Chapalain (2017). Les données ont été enregistrées à l'aide d'un profileur de courant à effet Doppler (PCED) de 600 kHz déployé par le SHOM (Service Hydrographique et Océanographique de la Marine française). La période de mesure correspond à l'état de marée vive-eau-morte-eau du 19 mars au 2 avril 1993. Alors que les données du PCED sont disponibles dans des bacs de 2 m répartis dans la colonne d'eau au point de mesure, des comparaisons entre les observations et les prédictions sont effectuées 10 m au-dessus du fond car cela correspond à la hauteur de fonctionnement des turbines à axe horizontal prévues dans le passage Fromveur.

Une analyse complète des harmoniques de marée, basée sur les mesures du PCED, est présentée en annexe 2.

La configuration d'un modèle hydrodynamique Delft3D pour simuler le régime des marées autour d'Ouessant est présentée en annexe 3.



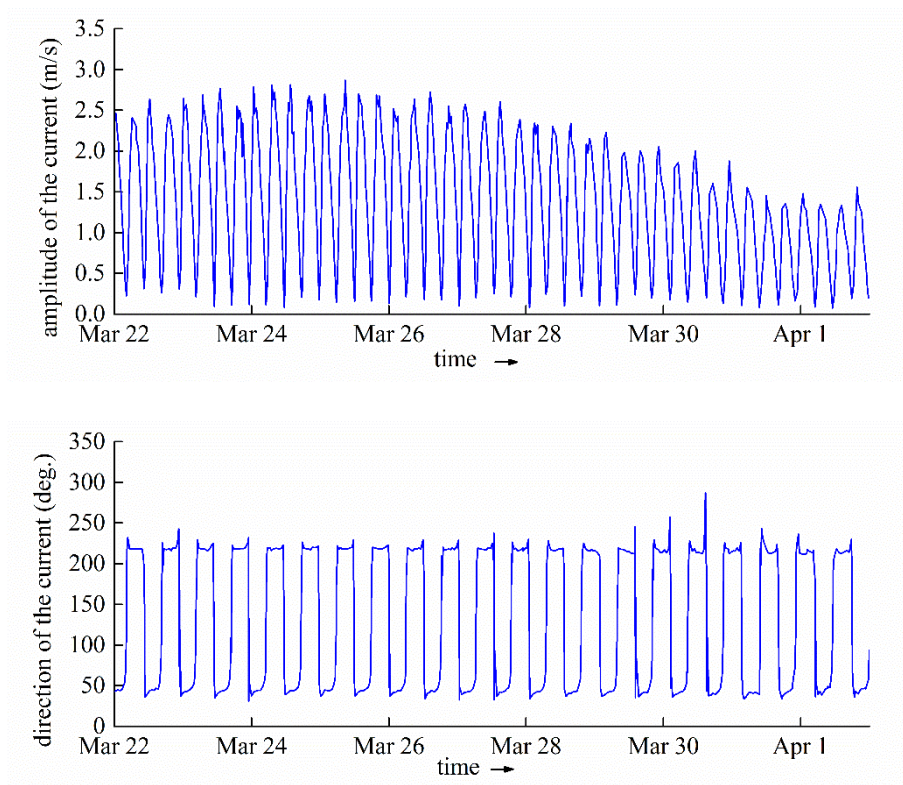


Figure 2.33 Série chronologique mesurée de l'amplitude et de la direction (convention anti-horaire de l'est) du courant 10 m au-dessus du fond marin au point 1010 en mars-avril 1993 (Guillou et Thiébot, 2016 ; Guillou et Chapalain, 2017).

2.6.3 Contraintes techniques

Les câbles, pieux, épaves et autres contraintes techniques sont illustrés sur la Figure 2.34. On peut voir qu'il y a un câble sous-marin actif à l'ouest d'Ouessant et que les pieux sont principalement déployés autour du port de Brest. Il faut également faire attention à l'emplacement des épaves.



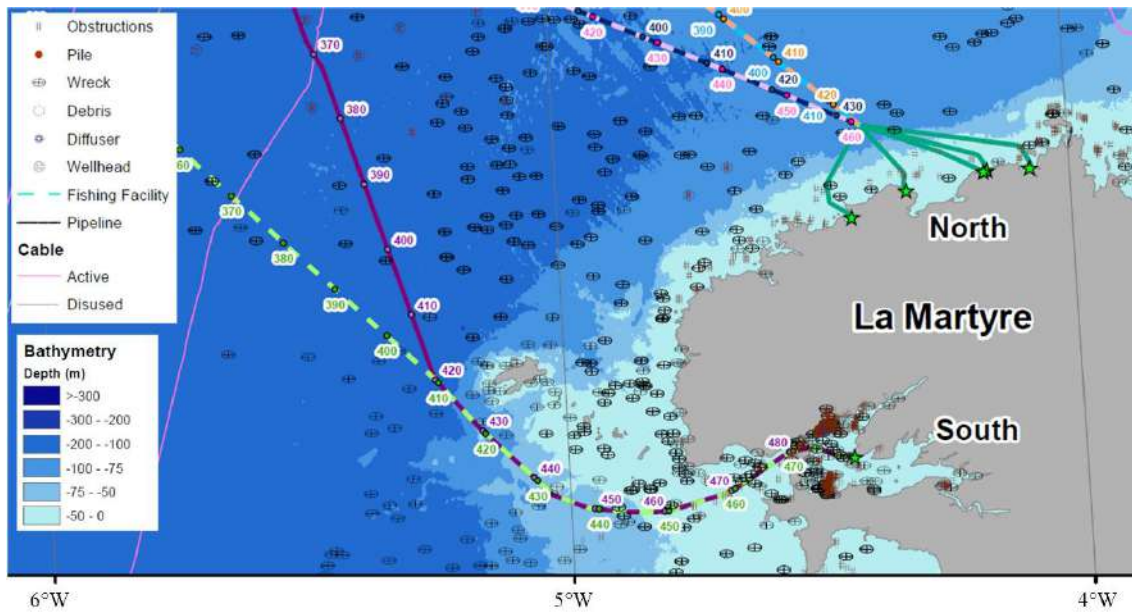


Figure 2.34 Contraintes techniques dans les eaux autour d'Ouessant (Intertek, 2015).

Le prestataire de services offshore Bourbon a achevé l'installation d'un câble électrique sous-marin pour le projet d'énergie marémotrice D10 de Sabella au large d'Ouessant en 2015, avec 30 tonnes de câbles d'un diamètre de 68 mm enterrés sur une distance de 2 km, à des profondeurs de 0 à 60 m dans le Passage Fromveur (Subsea World News, 2015).

L'impact de la production d'énergie marémotrice sur le réseau est potentiellement important pour les générateurs existants. Par conséquent, il a été convenu avec l'exploitant du réseau de limiter l'exportation d'électricité de la turbine Sabella D10 vers le réseau. La limite supérieure peut varier de 50 kW à 250 kW en fonction de la charge du réseau sur Ouessant (Paboeuf et al., 2016).

Outre les contraintes d'origine humaine, l'état du fond marin et la géologie de la région sont importants pour identifier les sites d'extraction de l'énergie marémotrice. Un site d'installation idéal pour les convertisseurs d'énergie à courant de marée devrait être suffisamment régulier et plane pour l'installation, évitant le dépôt de sédiments. La géologie de la région est présentée sur la Figure 2.35, montrant un fond marin principalement rocheux autour de l'île.



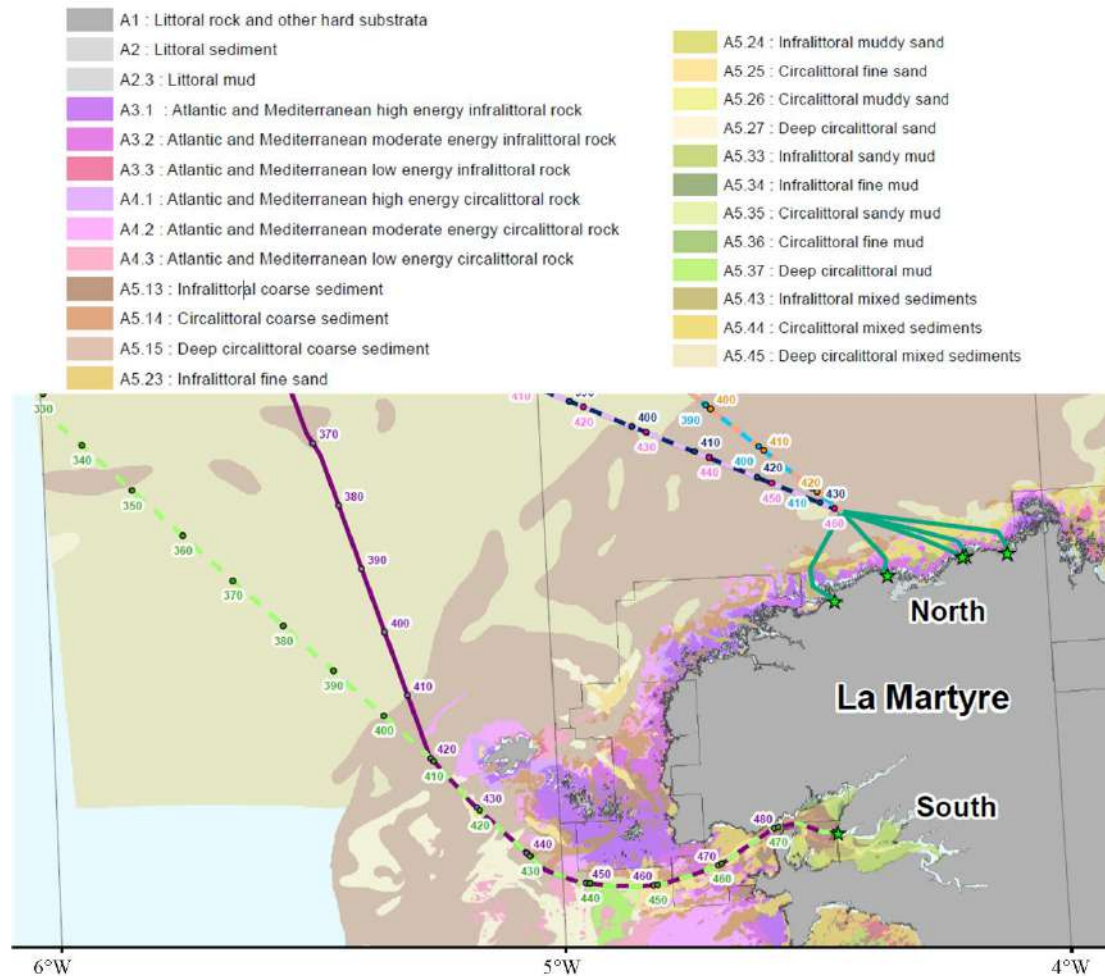


Figure 2.35 Contraintes géologiques du fond marin dans la région d'Ouessant (Intertek, 2015).

2.6.4 Contraintes environnementales, sociales et politiques

Ouessant est située dans le Parc Naturel Marin d'Iroise, au large de la côte ouest de la Bretagne (Figure 2.36). L'objectif du parc marin d'Iroise est d'améliorer la compréhension de l'environnement marin, de protéger à la fois la faune et le patrimoine culturel, et de développer de manière durable des activités marines telles que la pêche durable et la culture d'algues. Le parc marin d'Iroise ne s'oppose pas à l'installation marémotrice de Sabella, principalement grâce à une vaste stratégie de communication et de consultation entre les organismes publics, les usagers de la mer, les habitants de l'île et le grand public (Le Marin, 2013).



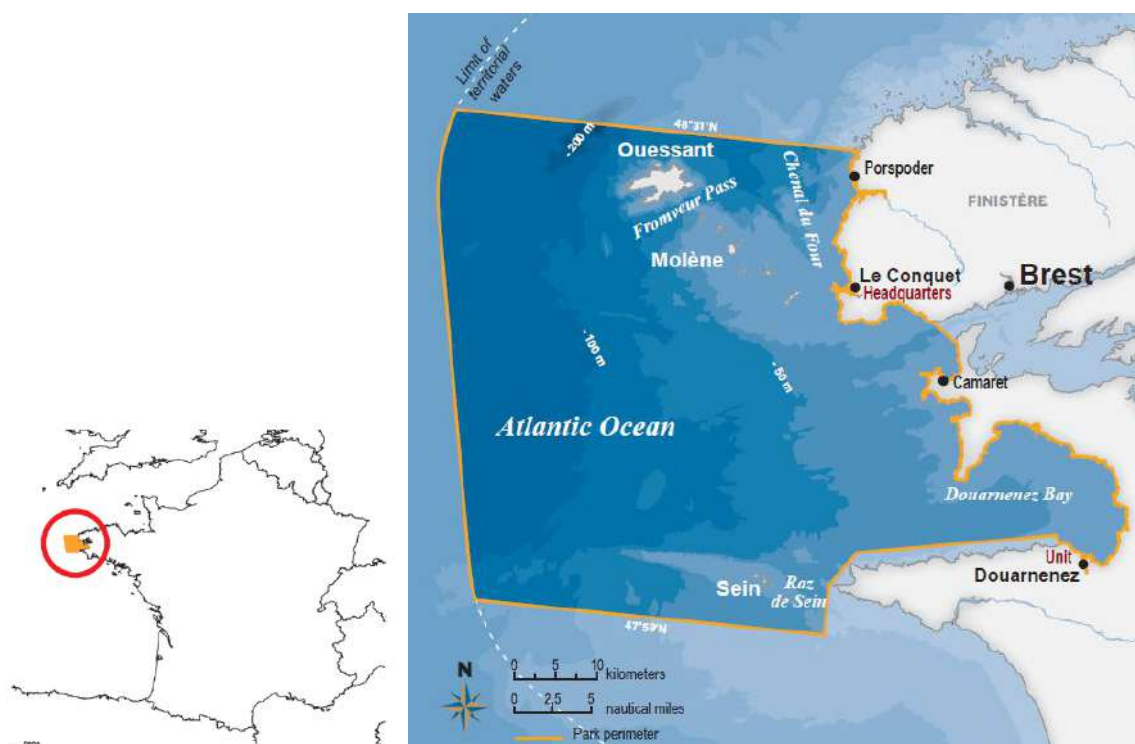


Figure 2.36 Parc naturel marin d'Iroise (Agence des aires marines protégées, 2015).

Outre son statut de parc naturel marin, la région est également une aire marine protégée dans le cadre de la convention Oslo-Paris. Certaines parties sont également classées au titre des directives européennes « Habitats » et « Oiseaux » et en tant que réserve de biosphère de l'UNESCO (IUCN, 2017). Il existe un site protégé supplémentaire, Ouessant-Molène, qui est une zone importante pour les oiseaux et les espèces marines protégées, notamment les phoques, les dauphins, les loutres de mer et les requins pèlerins (Intertek, 2015). Les contraintes environnementales sont présentées sur la Figure 2.37.

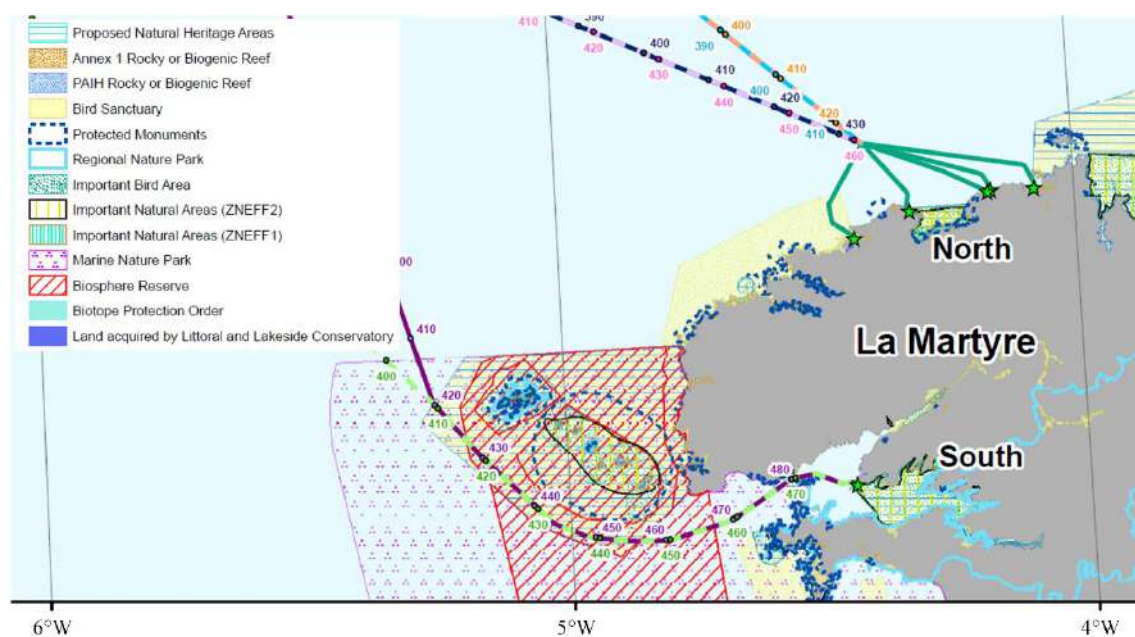


Figure 2.37 Contraintes environnementales dans la région d'Ouessant (Intertek, 2015).



L'autorité pour permettre le développement des énergies marines renouvelables en France incombe actuellement aux gouvernements locaux et centraux. Un permis environnemental doit être délivré par l'État français, et la permission d'occuper les fonds marins doit être obtenue à la préfecture locale. L'obtention d'un permis environnemental nécessite la réalisation d'une évaluation des incidences sur l'environnement (EIE), conformément aux exigences de l'UE si les sites sont classés Natura 2000 selon les directives « Habitats » et « Oiseaux », comme l'est le site de la turbine d'Ouessant, et d'une évaluation des espèces protégées. Ce processus nécessite une consultation publique. Un deuxième permis d'occupation du domaine marin public est exigé du préfet du département (dans le cas d'Ouessant, dans le Finistère), en tenant compte des questions de sécurité maritime et des impacts sur l'activité économique. La consultation publique pour ce permis peut être menée conjointement avec celle du permis environnemental.

Il est prévu de rationaliser ce processus en proposant une « enveloppe permis » flexible que les promoteurs peuvent acquérir plus tôt dans le processus de développement afin de réduire le risque de concevoir des projets incapables d'obtenir les autorisations requises. La France est également tenue, en vertu de la directive de l'UE relative à la planification de l'espace maritime 2014 (Commission européenne, 2014), de compléter un plan identifiant et désignant des sites pour les projets énergétiques océaniques d'ici 2021.

Les autorisations peuvent être limitées dans le temps pour des projets de démonstration tels que le dispositif Sabella D10 déployé au large d'Ouessant. Cependant, la popularité de l'énergie marémotrice au sein de la communauté locale et la résistance limitée des pêcheurs locaux signifient qu'un futur permis sera probablement accordé.

Une carte des contraintes socio-économiques dans la région autour d'Ouessant est présentée sur la Figure 2.38. Dans le passage de Fromveur, il n'y a pas de contraintes spécifiques liées au trafic maritime. Cela est dû à l'important courant de marée, qui pourrait être très dangereux pour la navigation. Du côté nord-est de l'île, les contraintes sont multiples, notamment les zones de circulation côtière, les décharges, les dispositifs de séparation du trafic et les itinéraires de transit des dragues. Cela pourrait présenter des obstacles au déploiement en mer dans cette région.



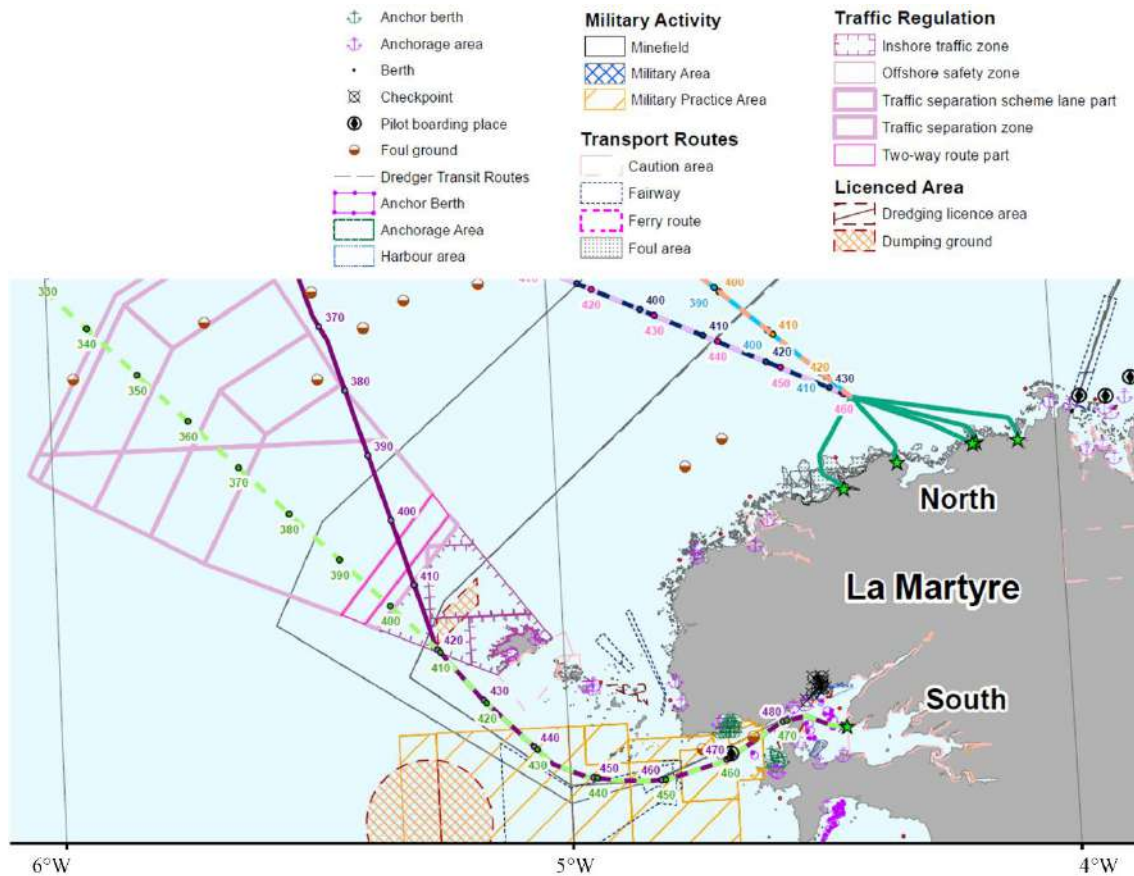


Figure 2.38 Contraintes socioéconomiques dans la région d'Ouessant (Intertek, 2015).

2.6.5 Identification du site

La Figure 2.39 (SHOM, 2018) montre la variation spatiale du courant maximal situé à 10 m au-dessus du fond marin d'Ouessant. Elle montre trois régions (à savoir région I, II (passage de Fromveur) et III), avec des courants de marée plus forts que dans le reste de la région, et donc plus propices à la conversion potentielle d'énergie marémotrice.



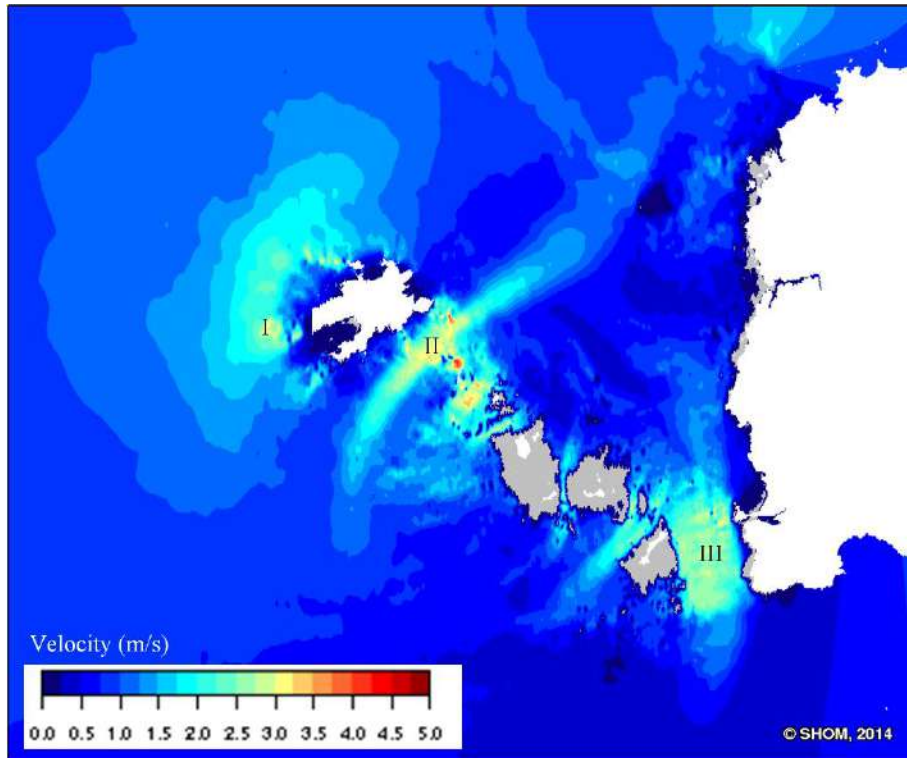


Figure 2.39 Amplitude du courant de marée à 10 m au-dessus du fond marin (SHOM, 2018).

Pour les convertisseurs d'énergie marémotrice qui ne sont pas en mesure d'ajuster leur orientation par rapport à la direction du flux, comme la Sabella D10, la variance de la directionnalité du flux au cours du cycle de marée doit également être prise en compte. La Figure 2.40 présente les résultats de l'étude de modélisation hydrodynamique (voir annexe 3). Les courants moyens en fonction de la profondeur sont affichés par intervalles de deux heures à travers un cercle de marée, à savoir 00:00:00-10:00:00, le 23 août 2017. Veuillez noter qu'à 00:00:00 et 02:00:00, les vitesses de courant dans la région I sont faibles, mais augmentent à mesure que le cycle de marée progresse, atteignant $3-3,5 \text{ ms}^{-1}$ à 04:00:00, la direction venant du sud-est. La directionnalité commence alors à changer, jusqu'à ce que, à 08:00:00 et 10:00:00, les courants dans la région I sont du nord-est, sont presque perpendiculaires à ceux de 04:00:00 et 06:00:00. Cela rend le site inadapté pour le déploiement de turbines marémotrices qui ne sont pas en mesure de s'aligner sur le flux. À titre de comparaison, les courants présentent une directionnalité à peu près bi-linéaire le long d'un axe unique dans les régions II et III, ce qui fait de ces sites de meilleures options pour la conversion de l'énergie marémotrice.



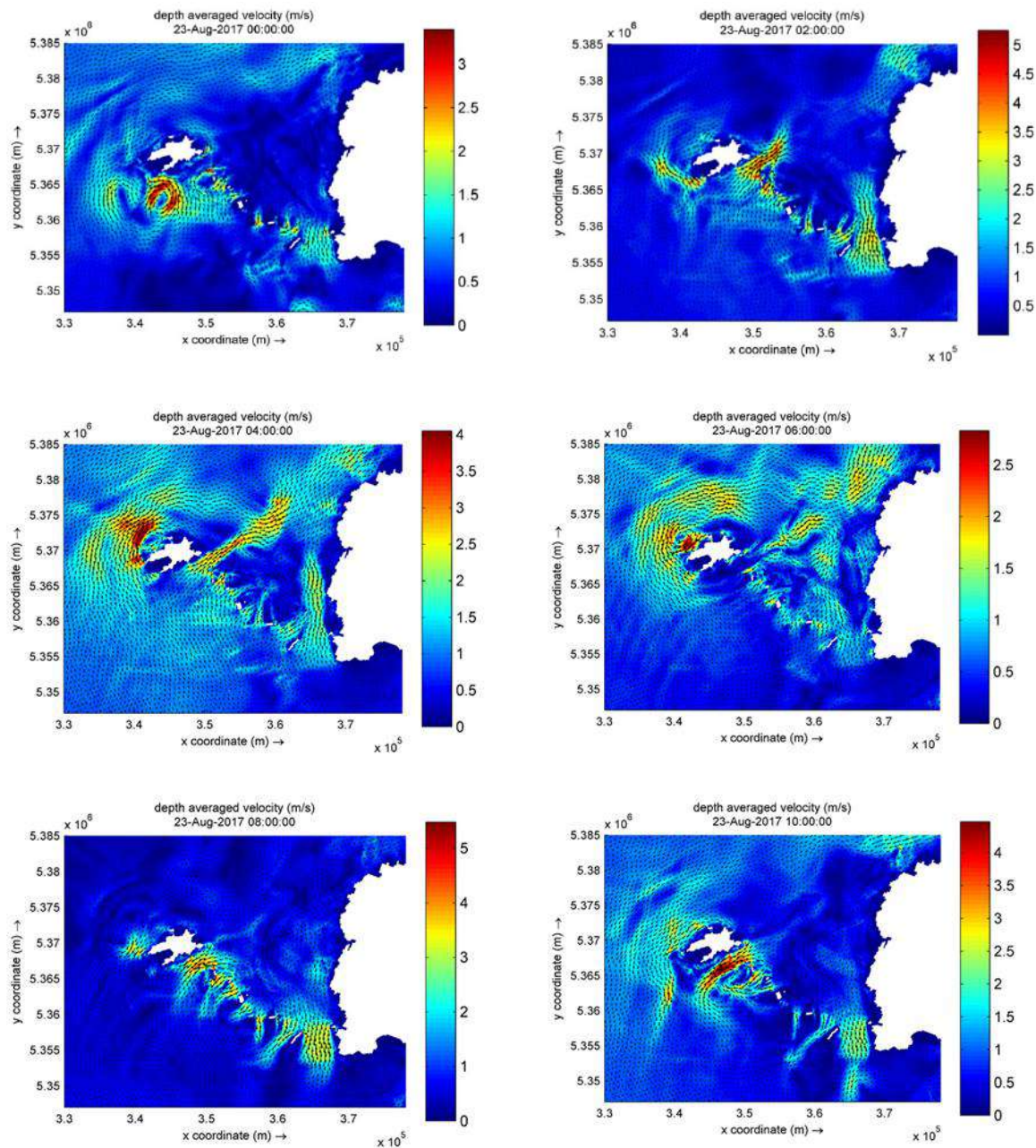


Figure 2.40 Vitesse de marée moyenne en fonction de la profondeur autour d'Ouessant à intervalles de deux heures tout au long du cycle de marée.

Si l'on évoque les contraintes évoquées précédemment, les deux régions II et III sont situées dans le parc naturel marin et la réserve de biosphère. La région II a l'avantage d'être plus proche d'Ouessant, et des autorisations ont déjà été accordées pour le déploiement de la Sabella D10. Par conséquent, la région II est considérée comme ayant le plus grand potentiel de conversion de l'énergie marémotrice pour fournir de l'électricité à Ouessant.

Deux points de la région II, notés A et B (Figure 2.41), sont choisis comme emplacements potentiels pour le déploiement des turbines marémotrices, A étant le site de la Sabella D10. Les coordonnées de A et B sont respectivement 48,44759 ° N, 5,034197 ° O et 48,44237 ° N, 5,04152 ° O.



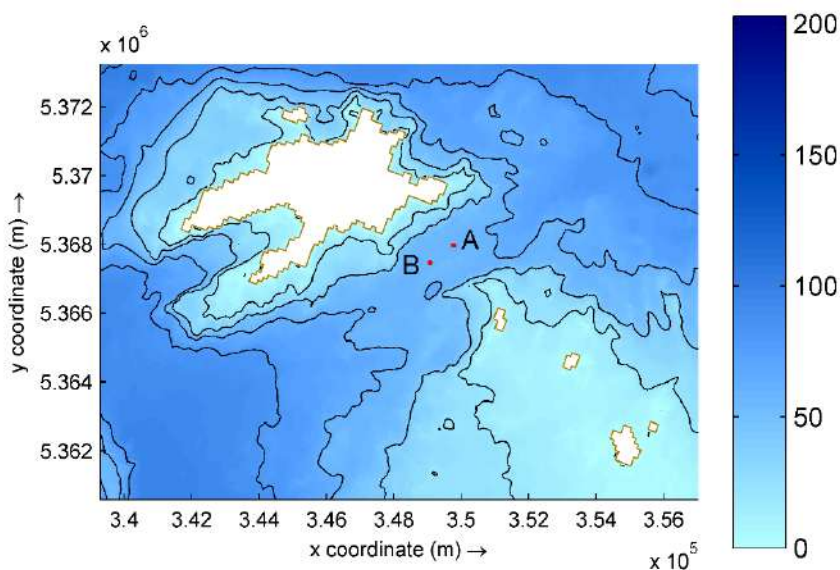


Figure 2.41 Emplacement des points A et B.

Le moyeu de la Sabella D10 se situe à 12,5 mètres au-dessus du fond marin. Par conséquent, pour des calculs précis de la production d'énergie, le débit doit être évalué à cette profondeur. Le schéma Figure 2.42 présente les courants de marée en août 2017 à 12,5 mètres au-dessus du fond marin aux points A et B respectivement, calculés à partir du modèle numérique décrit à l'annexe 3 en utilisant l'équation du profil de profondeur.

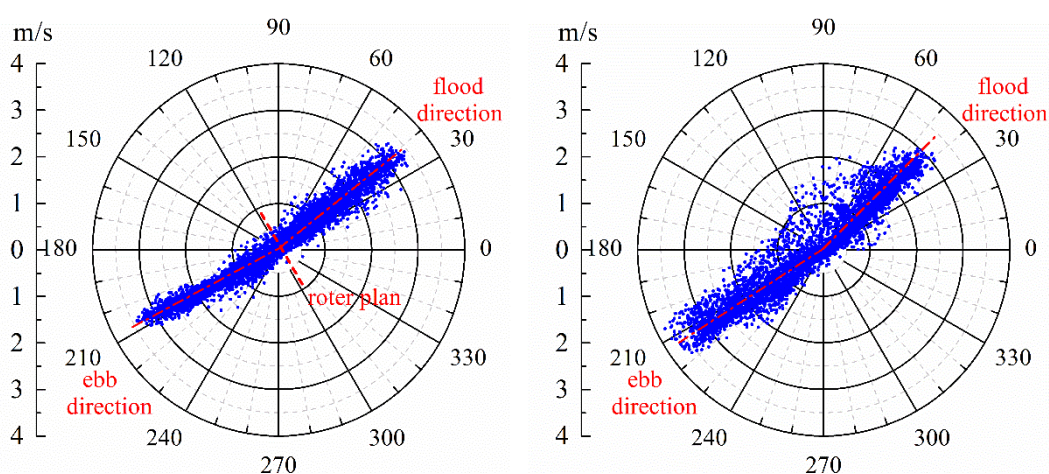


Figure 2.42 : Tracé du courant de marée à 12,5 m au-dessus du fond marin aux points A et B, respectivement, en août 2017.

Les courants de marée coulant au nord-est sont décrits comme des courants de flux, tandis que ceux qui s'écoulent au sud-ouest sont les courants de reflux. Les vitesses maximales du courant de flux et du courant de reflux au point A sont toutes deux d'environ $3,5 \text{ ms}^{-1}$, tandis qu'au point B, elles sont respectivement de $3,0 \text{ ms}^{-1}$ et de $3,7 \text{ ms}^{-1}$.

Par rapport au point B, les courants au point A sont plus concentrés autour de l'axe linéaire de flux et de reflux, et constituent une ressource plus appropriée pour les turbines marémotrices comme Sabella D10, qui ne peuvent pas changer d'orientation. On peut donc en conclure que le point A est l'emplacement le plus approprié pour l'installation de la Sabella D10. Le reste de cette étude se concentre sur la production d'électricité par les courants de marée au point A.



2.6.6 Production d'énergie

Afin de comparer la production de la turbine Sabella D10 au profil de la demande, la production d'électricité sur douze mois a été estimée pour l'année 2016 en utilisant les vitesses de courant issues de l'analyse harmonique (voir annexe 2). Les limitations liées au temps et à la puissance de calcul signifient que les données du modèle hydrodynamique Delft3D ne sont disponibles que pour août 2017 et qu'il n'y a actuellement aucune donnée sur la demande actuellement disponible pour cette période.

La quantité totale estimée d'énergie électrique, en utilisant la méthodologie présentée à l'annexe 4, qui aurait pu être générée en 2016 est de 1 GWh. La demande en électricité pour l'île en 2016 était de 6,8 GWh. Une turbine Sabella D10 pourrait donc répondre à environ 15 % des besoins électriques de l'île. Il est important de déterminer si le calendrier de génération correspond aux exigences de la demande. La différence entre la production et la demande a été analysée pour chaque heure de 2016. Les périodes où la production a dépassé la demande ont été notées comme étant des excédents de production, et lorsque la demande dépassait la production, cela a été considéré comme un déficit de production. Les résultats sont présentés dans le tableau 2.11.

Tableau 2.11 Paramètres de production estimés pour la turbine Sabella D10.

Sabella D10	Estimations de la production d'électricité 2016		
	Annuelle	Été	Hiver
Génération d'énergie [MWh]	1 000,52	509,24	491,29
Excédent (+ ve) / déficit (-ve) [MWh]	-5 806,62	-2 167,36	-3 639,25
Nombre d'heures excédentaires	153 / 8 784	127 / 4 392	26 / 4 392
Nombre d'heures déficitaires	8 630 / 8 784	4 265 / 4 392	4 365 / 4 392
Excédent maximal [kW]	441,19	441,19	326,49
Déficit maximal [kW]	1 692,12	1 409,15	1 692,12



Lors des périodes d'excédent de production, la turbine Sabella répond aux besoins électriques de l'île entière. Lorsque la turbine génère plus d'énergie que la demande de l'île, la puissance de la turbine peut être utilisée pour charger des systèmes de stockage d'énergie ou être éliminée. Pendant les périodes de déficit de production, d'autres sources de production seront nécessaires pour répondre au reste de la demande.

La comparaison entre la production de la turbine et la demande de l'île est présentée sur la Figure 2.43 ; l'excédent / déficit est indiqué en vert avec des valeurs positives représentant un excédent, et les négatives un déficit.

Les scénarios examinant des combinaisons de technologies renouvelables sont présentés dans la section 2.9

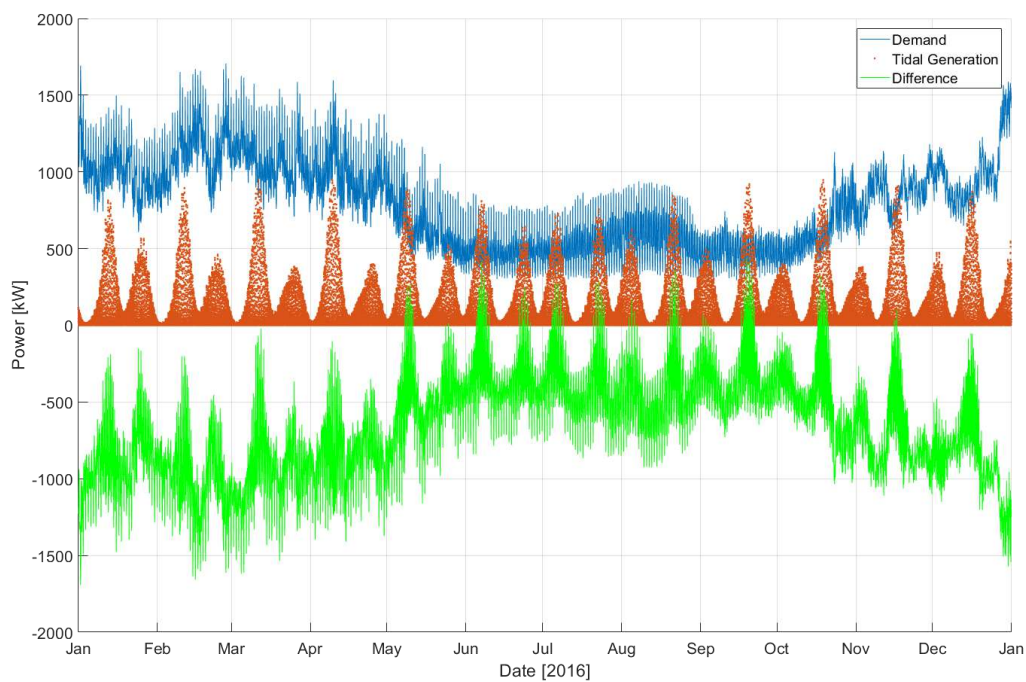


Figure 2.43 Comparaison de la puissance estimée de la turbine Sabella D10 et de la demande d'électricité à Ouessant pour 2016.



2.7 Autres technologies de production à faible émission de carbone

2.7.1 Énergie houlomotrice

Les vagues océaniques constituent une ressource énergétique énorme et largement inexploitée. Les vagues se forment lorsque les vents soufflent à la surface de la mer et que l'énergie est transférée. La taille des vagues générées dépendra de la vitesse du vent, de sa durée et de la distance de l'eau sur laquelle il souffle (le fetch). Sur le littoral, la profondeur de l'eau et les courants influenceront également sur les vagues. Le mouvement de l'onde transporte de l'énergie cinétique, qui peut être exploitée par des dispositifs d'énergie houlomotrice.

Les développeurs recherchent et étudient un grand nombre de concepts pour exploiter la puissance des vagues, mais beaucoup d'entre eux sont au stade de la recherche, et seul un petit nombre d'appareils ont été testés à grande échelle et déployés en mer. Malgré des travaux de recherche et de développement considérables, les concepts de conversion du mouvement des vagues, c'est-à-dire un mouvement alternatif lent et puissant, en électricité ne montrent aucun signe de convergence vers une solution préférée. Des questions se posent quant au concept de conversion à utiliser, à l'optimisation de ses performances et au contrôle d'un tel système (Drew et al., 2009). Comparés aux éoliennes et aux turbines marémotrices, les systèmes houlomoteurs ont un niveau de maturité bien moindre (Tawil et al., 2018). Ils ne sont donc pas considérés comme faisant partie de la solution énergétique actuelle pour Ouessant.

2.7.2 Biomasse

Dans le rapport ICE « T1.1.1 : Une vue d'ensemble du potentiel d'approvisionnement en énergie renouvelable » (Hardwick et al., 2018), trois scénarios de biomasse ont été développés :

- Scénario local direct - Conversion directe des déchets ou de la biomasse produits localement en énergie électrique ;
- Scénario local indirect - Conversion des déchets ou de la biomasse produits localement en combustibles intermédiaires susceptibles de remplacer les combustibles conventionnels, y compris les combustibles utilisés pour la production d'électricité ;
- Scénario indirect régional - Conversion des déchets ou de la biomasse produits dans la région en combustibles intermédiaires pouvant être transportés et utilisés pour la production d'électricité locale ou d'autres utilisations.

Bien que le scénario indirect régional soit techniquement réalisable, des travaux récents sur des unités de production d'électricité alimentées à la glycérine ont montré que les aspects économiques sont plutôt peu attrayants, du moins à court terme. Pour l'ICE, il a donc été décidé de se concentrer sur les deux autres scénarios de biomasse.

Comme indiqué dans le rapport ICE T1.1.1, le potentiel de conversion de la biomasse et des déchets en flux d'énergie utile est mieux identifié en examinant :

1. Les technologies de processus pouvant accepter une gamme spécifique de matières premières ;
2. Disponibilité de ces matières premières issues de la production locale de biomasse / déchets.



Cela évite de gaspiller beaucoup d'efforts pour quantifier les flux de déchets qui ne peuvent pas être convertis de manière réaliste en flux d'énergie utiles. Les deux technologies mises en évidence dans T1.1.1 donneraient une capacité de traitement :

- Des déchets plastiques mélangés, généralement des déchets d'emballages provenant de sites commerciaux et domestiques ;
- Des déchets organiques et biomasses génériques, allant du lisier et autres déchets agricoles aux déchets alimentaires commerciaux, en passant par les déchets domestiques compostables.

Il est probable que ces deux types de déchets seraient disponibles sur Ouessant.

En termes de capacité de traitement, de productivité et de rentabilité, les deux technologies sont présentées ci-dessous.

2.7.2.1 PLAXX

La technologie PLAXX a été mise en œuvre dans un format modulaire qui s'insère dans cinq conteneurs standard pour faciliter l'expédition. Cette unité a une capacité de traitement des déchets de 7 000 T / an et peut produire un carburant diesel à un rendement de conversion de 30 à 40 % (en fonction des matières premières et du mélange précis de carburant produit requis). Le coût moyen d'une telle unité est d'environ 3 millions de dollars, ce qui équivaut à une période de remboursement d'environ 2,5 ans, en supposant que les déchets sont disponibles à un coût nul et en supposant des prix classiques du carburant conventionnel. Une analyse financière plus détaillée pourrait être effectuée, en examinant les prix réels des carburants livrés sur Ouessant que PLAXX déplacerait, pour obtenir un délai de récupération plus précis.

La configuration actuelle du processus est illustrée sur la Figure 2.44.

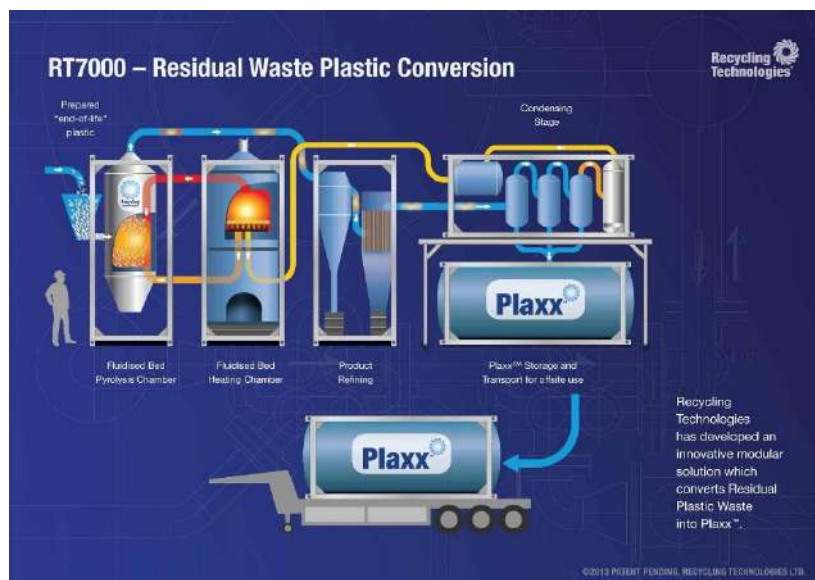


Figure 2.44 Le processus PLAXX (Source : Green Car Congress, 2016).

La phase de condensation du procédé est actuellement modifiée en une étape de distillation afin de permettre un meilleur contrôle des combustibles produits. Une unité pilote de 700 T/an avec cette nouvelle étape de distillation est en cours d'essai. Avec un rendement de conversion de 35 %, cette unité pilote produirait 245 T/an de carburant, réparties entre des fractions de carburant diesel et



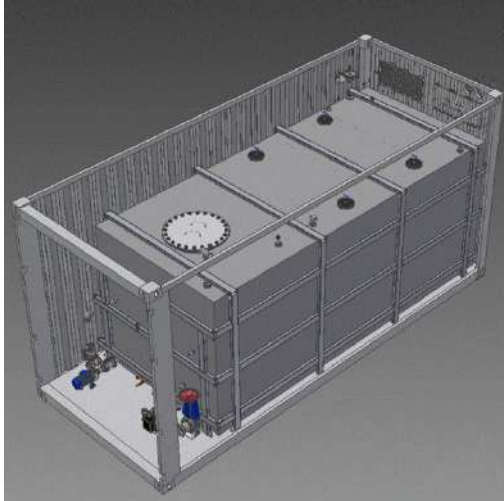

des fractions de carburant plus légères, ayant un contenu énergétique moyen de 43 GJ/T. Ainsi, une unité 700T pourrait produire une énergie de 10 500 GJ/an sous forme de carburants pétro-diesel. Cela équivaut à 3 000 MWh/an.

Le WRAP estime que les quantités moyennes de déchets plastiques (principalement les emballages) sont d'environ 34 kg/personne (DEFRA, 2018), de sorte qu'une population d'environ 10 000 personnes serait nécessaire pour produire 700 tonnes de matières premières par an. L'île d'Ouessant est trop petite pour atteindre ce niveau, de sorte que même l'unité pilote PLAXX plus petite devrait s'appuyer sur des volumes provenant de l'extérieur de l'île.

2.7.2.2 SEAB

SEAB produit une gamme d'unités modulaires pouvant répondre aux exigences de traitement pour différentes matières premières et différents besoins de production. Celles-ci sont décrites dans le tableau 2.12.

Tableau 2.12 Unités modulaires SEAB.

<p>Muckbuster :</p> <p>Unité de digesteur pour les déchets de boues organiques (y compris les eaux usées), produisant du biogaz et de l'engrais.</p>	
<p>Flexibuster :</p> <p>Digesteur à alimentation variable pour les déchets organiques mixtes (y compris les aliments), produisant du biogaz et de l'engrais.</p>	 <ol style="list-style-type: none"> 1 Waste is loaded, chopped and mixed 2 Pasteurisation 3 Digestion 4 Gas Production (sent to gas storage and power unit – not shown) 5 Digestate and mulch offload



<p>Déshydrateur :</p> <p>Enlève l'eau des boues organiques avant la digestion.</p>	
<p>Moteur à essence et générateur :</p> <p>Brûle le biogaz pour produire de l'électricité et de la chaleur.</p>	

Ces unités sont toutes conçues dans des conteneurs standard pouvant être intégrés dans un système complet et facilement déployés. Un système d'essai a été installé dans un hôtel Best Western de Southampton. Cela a permis de digérer tous les déchets alimentaires produits par les cuisines de l'hôtel et d'alimenter le réseau local en électricité. Il fournit également 100 % d'engrais organique à une entreprise horticole locale, remplaçant la consommation d'engrais à base de combustibles fossiles.

Une autre étude de cas a été réalisée sur une installation de taille réduite dans un supermarché au Portugal. Cela permet de digérer 600 kg/jour de déchets alimentaires, de générer 10 kW d'énergie électrique et de produire des produits fertilisants à la fois liquides et solides (en sacs).

2.8 Technologie côté demande

En plus de développer de nouvelles sources de production d'énergie renouvelable, l'île d'Ouessant a mis en place plusieurs programmes de réduction de la consommation d'énergie avec d'autres projets prévus.

2.8.1 Efficacité énergétique

Les mesures d'efficacité énergétique mises en œuvre sur l'île comprennent des systèmes visant à remplacer les anciennes ampoules et réfrigérateurs par des LED et de nouveaux modèles basse consommation. D'autres mesures d'efficacité énergétique pourraient être introduites pour réduire les pics de demande en électricité de l'île ainsi que la consommation totale. Une meilleure isolation des maisons réduirait la quantité d'électricité requise pour le chauffage et aiderait à réduire les pics d'énergie importants observés en hiver. L'efficacité énergétique peut également réduire les factures d'énergie de l'île, ce que les installations d'énergie renouvelable de l'île ne permettront pas compte



tenu de la nature actuelle de la facturation sur l'île. Les programmes d'efficacité énergétique peuvent ainsi engendrer une plus grande adhésion du consommateur.

2.8.2 Chauffage alternatif : pompes à chaleur

Les pompes à chaleur utilisent de l'énergie électrique pour faciliter le transfert de chaleur d'une source de température inférieure (air, terre ou eau à l'extérieur du bâtiment) vers un puits de température plus élevée (espace à l'intérieur du bâtiment). Par rapport aux radiateurs électriques et aux autres appareils de chauffage qui utilisent la résistance pour convertir l'énergie électrique en chaleur, les pompes à chaleur peuvent transférer l'énergie thermique plus efficacement. Le coefficient de performance (COP) est la quantité d'énergie thermique fournie pour chaque unité d'énergie électrique. Par exemple, un radiateur avec un COP de 1,0 fournira 1 J d'énergie thermique pour chaque joule d'électricité. Comme les pompes à chaleur permettent le transfert de chaleur de l'environnement, des valeurs de COP supérieures à 1,0 peuvent être obtenues ; des valeurs de COP de 3 à 5 sont possibles dans les bonnes conditions (Goth, 2015).

Pompes à chaleur aérothermiques : Elles fonctionnent en extrayant l'énergie calorifique de l'air extérieur plus frais et en la transportant à l'intérieur dans l'air plus chaud, comme un climatiseur inversé. L'énergie nécessaire pour fournir de la chaleur à l'intérieur est inférieure à l'énergie requise pour créer la même augmentation de température à partir d'un appareil de chauffage à résistance électrique. Le coefficient de performance exact dépendra de la température extérieure ; plus l'air extérieur est frais, plus la pompe à chaleur doit travailler et plus le COP est faible. Les pompes à chaleur aérothermiques peuvent être installées pratiquement n'importe où et sont généralement fixées sur le côté d'un bâtiment, de la même manière qu'un climatiseur traditionnel.

Pompes à chaleur géothermiques : Elles absorbent la chaleur du sol autour d'un bâtiment et l'utilisent pour chauffer l'espace. Les pompes à chaleur géothermiques peuvent être des pompes peu profondes, où le cycle passe à travers des tuyaux enterrés à faible profondeur et où la température du sol sert de source, ou des pompes profondes, où un forage est effectué et le cycle descend de plusieurs mètres. Étant donné que les températures souterraines sont généralement supérieures à la surface, le COP est généralement plus élevé lors des hivers froids. Les propriétés du sol/de la roche sont importantes lorsque l'on cherche à installer des pompes à chaleur géothermiques, et une étude pourrait être réalisée pour déterminer si la technologie convient à Ouessant.

Pompes à chaleur à eau : Celles-ci utilisent l'énergie thermique d'une source d'eau proche (rivière, lac ou côte) à partir de laquelle elles peuvent extraire la chaleur et la délivrer à l'intérieur.

Les pompes à chaleur peuvent être installées sur des bâtiments individuels en tant qu'alternative (ou complément) aux radiateurs électriques, ou des systèmes plus importants peuvent être partagés entre plusieurs bâtiments dans le cadre d'un système de chauffage urbain. Par exemple, à Drammen, en Norvège, une pompe à chaleur à eau alimente 65 000 personnes avec l'eau provenant du fjord local. (Matt et al., 2013. BBC, 2015).

2.9 Scénarios de production d'énergie

Sept scénarios théoriques ont été développés pour évaluer la manière dont la contribution d'une combinaison de technologies de production d'énergie solaire, éolienne et marémotrice se comparerait à la demande électrique de l'île. Les scénarios impliquent tous une combinaison des évaluations des ressources décrites aux sections 2.4, 2.5 et 2.6. Afin d'atteindre les objectifs de l'île



de 70 % de production d'énergie renouvelable d'ici 2020 et de 100 % d'ici 2030, il y aura un mélange de production d'énergie renouvelable, de programmes de réduction de l'énergie côté demande et/ou d'installation de systèmes de stockage d'énergie. Les scénarios présentés ici sont comparés aux profils de demande énergétique pour 2016.

Tableau 2.13 Résumé des scénarios

Scénario	Description
1	Installations solaires planifiées (5 sites) et une éolienne de 300 kW
2	Exploitation solaire étendue (20 % de tous les toits) et une éolienne de 800 kW
3	Exploitation solaire étendue et une éolienne de 2 MW
4	Turbine marémotrice Sabella D10 et installations solaires prévues.
5	Turbine marémotrice Sabella D10 et exploitation solaire étendue.
6	Deux turbines Sabella D10 et installations solaires prévues.
7	Turbine marémotrice Sabella D10, exploitation solaire étendue et éolienne de 800 kW.

Les scénarios visent à fournir des informations sur la production d'électricité à partir d'un mélange de technologies de production d'énergie renouvelable. Les contraintes techniques, environnementales ou sociopolitiques ne sont pas prises en compte dans leur conception. Il est probable que certains de ces scénarios ne seraient pas possibles sur Ouessant sans modification de l'infrastructure électrique ou des règlements d'urbanisme, ou s'ils étaient jugés inacceptables par les habitants. Si les parties concernées prennent la décision d'opter pour une solution énergétique similaire à ces scénarios, ces considérations devront alors être prises en compte.

Une conclusion commune à ces scénarios est que même lorsque les technologies produisent suffisamment d'énergie renouvelable pour répondre à 100 % des besoins de l'île, les moments de production et d'utilisation sont rarement simultanés. Le projet ICE élabore une méthodologie générale pour la planification d'une transition énergétique intelligente afin d'informer les communautés isolées (décrit dans le rapport ICE T2.1), qui exposera des mesures supplémentaires, outre la nécessité de nouvelles technologies de génération, pour utiliser au mieux l'énergie et permettre des solutions intelligentes à faible teneur en carbone.

Scénario 1 : Installations solaires planifiées (5 sites) et une éolienne de 300 kW

Le premier scénario évalue l'électricité produite à partir des cinq installations solaires prévues sur les bâtiments municipaux et d'une seule éolienne Enercon E33-300 300 kW. Les données solaires horaires mesurées n'étaient pas disponibles pour des années spécifiques, de sorte que les calculs solaires sont basés sur la série chronologique horaire d'une année « typique » à l'aide de PVSyst. Les calculs de puissance de l'éolienne utilisent les données de vitesse du vent NOAA mesurées élargies jusqu'à la hauteur du moyeu pour 2016. L'installation solaire devrait fournir 162,64 MWh d'électricité par an et l'éolienne aurait fourni 1511,2 MWh en 2016, soit un apport total de 1673,84 MWh au réseau de l'île. Cela représente 24,5 % de la demande pour 2016. La figure 2.45 montre une comparaison des séries chronologiques entre le courant produit et la demande de l'île. En seulement



une heure tout au long de l'année 2016, ce scénario parvient à fournir 100 % de l'électricité de l'île. Il faudrait donc une source alternative qui fonctionne tout au long de l'année afin de garantir la continuité de l'approvisionnement. Comme il n'y a (presque) pas de production excédentaire, il ne serait pas nécessaire de jeter de l'énergie ou de réduire les appareils, et l'énergie provenant à la fois des éoliennes et des panneaux solaires pourrait être utilisée à tout moment. Les données de génération sont résumées dans le tableau 2.14.

Si ce scénario devait être appliqué à Ouessant, la production d'énergie des générateurs diesel serait réduite d'environ 25 %. Comme il y a des occasions où les technologies solaire et éolienne produisent toutes deux une production nulle (lorsqu'il n'y a pas de vent ou de soleil), il faudrait toujours disposer d'une génération de secours suffisante pour fournir la charge de pointe complète.

Tableau 2.14 Paramètres de génération du scénario 1.

Scénario 1	Annuel (2016)	Été (Avr – Sep)	Hiver (Jan – Mar, Oct – Déc)
Génération [MWh]	1 673,84	727,82	945,36
Demande [MWh]	6 807,08	2 676,61	4 130,47
Excédent (+ve) / Déficit (-ve) [MWh]	-5 133,90	-1 948,79	-3 185,11
Nombre d'heures excédentaires	1 / 8 784	1 / 4 392	0 / 4392
Nombre d'heures déficitaires	8 783 / 8 784	4 391 / 4 392	4 392 / 4 392
Plus grand excédent de pointe [kW]	5,83	5,83	n/a
Plus grand déficit de pointe [kW]	1 692,33	1 473,67	1 692,33
Énergie utilisable générée (sans compter l'excédent généré) [MWh]	1 673,17	727,81	945,36

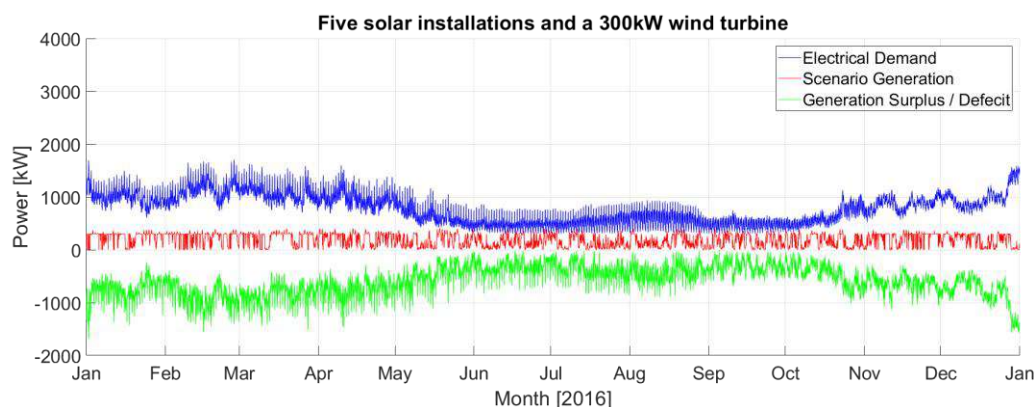


Figure 2.45 Scénario 1 : Génération comparée à la demande pour 2016.

Scénario 2 : Exploitation solaire étendue (20 % de tous les toits) et une éolienne de 800 kW

Dans le scénario 2, l'énergie solaire générée par un vaste ensemble de panneaux solaires installés sur les toits, calculée selon la méthodologie 2 (décrite à la section 2.4.6), est combinée à la



production d'une éolienne Enercon E53-800 800 kW. Les calculs d'énergie solaire sont estimés à l'aide de données pour une année type et la génération des éoliennes est calculée à l'aide des vitesses de vent mesurées par la NOAA pour 2016, en fonction de la hauteur de l'éolienne. On estime que les installations solaires fournissent au réseau 3888,93 MWh par an ; il y a une grande disparité saisonnière dans la génération, 70 % de la production solaire ayant lieu en été. L'éolienne aurait produit 4365,34 MWh en 2016. La production éolienne connaît des variations saisonnières importantes dues aux forts vents hivernaux, ce qui signifie que seulement 41 % de la production éolienne a lieu en été, ce qui contrebalance l'énergie solaire. Les paramètres de génération sont résumés dans le tableau 2.15.

Dans ce scénario, il y a plus d'énergie électrique produite que consommée par l'île. La production à partir de l'éolienne peut être facilement réduite, mais l'excédent d'énergie solaire devra être jeté. Une solution consisterait à installer de nouvelles batteries sur Ouessant, qui peuvent être rechargées en cas d'excédent d'énergie et déchargées lorsque l'énergie est nécessaire, généralement le soir, lorsque la demande est plus élevée mais qu'aucune énergie solaire n'est produite.

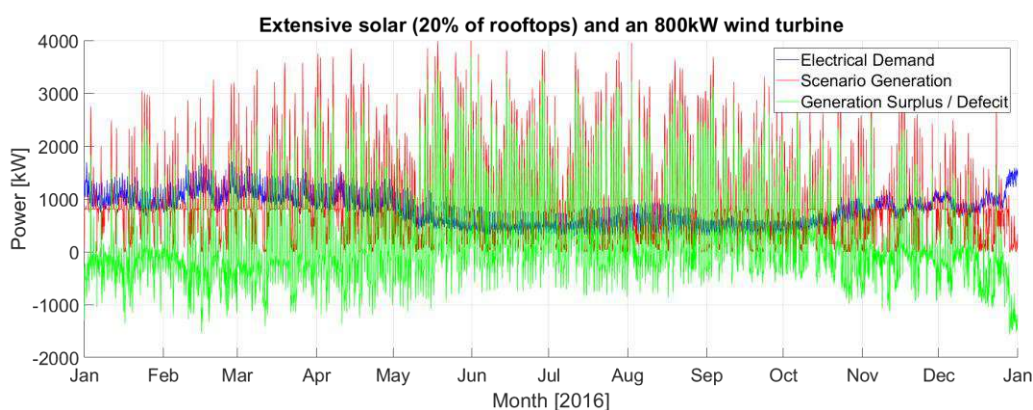


Figure 2.46 Scénario 2 : Génération comparée à la demande pour 2016.

Tableau 2.15 Paramètres de génération du scénario 2

Scénario 2	Annuel (2016)	Été (Avr – Sep)	Hiver (Jan – Mar, Oct – Déc)
Production [MWh]	8 254,27	4 498,03	3 756,24
Demande [MWh]	6 807,08	2 676,61	4 130,47
Excédent (+ve) / Déficit (-ve) [MWh]	1 447,19	1 821,42	-374,23
Nombre d'heures excédentaires	3 926 / 8 784	2 550 / 4 392	1 376 / 4392
Nombre d'heures déficitaires	4 858 / 8 474	1 842 / 4 392	3 015 / 4 392
Plus grand excédent de pointe [kW]	3 680,66	3 680,66	2 653,81
Plus grand déficit de pointe [kW]	1 565,83	1 372,67	-1 565,83
Énergie utilisable générée (sans compter l'excédent généré) [MWh]	4 966,18	2 053,80	2 912,38



Scénario 3 : Exploitation solaire étendue et une éolienne de 2 MW

Ce scénario est identique au scénario 2, mais une éolienne Vestas V90 / 2MW de 2 MW est installée à la place du dispositif de 800 kW. Il y a des périodes avec une production excédentaire importante où l'éolienne devra être réduite ou d'autres utilisations de l'électricité trouvées. Une comparaison avec la demande est présentée sur la Figure 2.47. La production totale représente plus du double de la consommation annuelle (pour 2016), cependant, il existe toujours un déficit de production 21 % du temps, ce qui signifie que le stockage de l'énergie ou d'autres formes de production seraient nécessaires. Les paramètres sont résumés dans le tableau 2.16.

Sans stockage supplémentaire, ce scénario représenterait 87 % des besoins de production de l'île. Toutefois, ce scénario ne serait une solution pratique que s'il existait un usage pour la grande quantité de génération excédentaire, tel qu'un câble d'exportation, pour que l'énergie puisse être utilisée ailleurs.

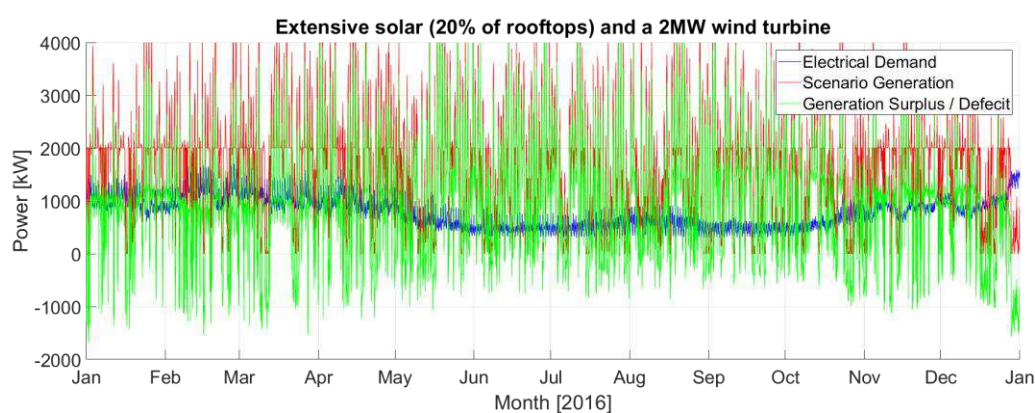


Figure 2.47 Scénario 3 : Génération comparée à la demande pour 2016.

Tableau 2.16 Paramètres de génération du scénario 3

Scénario 3	Annuel (2016)	Été (Avr – Sep)	Hiver (Jan – Mar, Oct – Déc)
Production [MWh]	14 685,50	7 275,17	7 410,33
Demande [MWh]	6 807,08	2 676,61	4 130,47
Excédent (+ve) / Déficit (-ve) [MWh]	7 878,41	4 598,56	3 279,86
Nombre d'heures excédentaires	6 948 / 8 784	3 485 / 4 392	3 463 / 4 392
Nombre d'heures déficitaires	1 835 / 8 784	907 / 4 392	928 / 4 392
Plus grand excédent de pointe [kW]	4 877,46	4 877,46	3 850,61
Plus grand déficit de pointe [kW]	1 692,33	1 230,33	1 692,33
Énergie utilisable générée (sans compter l'excédent généré) [MWh]	5 903,60	2 376,63	3 526,97



Scénario 4 : Turbine marémotrice Sabella D10 et installations solaires prévues (5 sites)

Ce scénario examine la génération des cinq installations solaires prévues (décrites dans le scénario 1) et de la turbine Sabella D10. La production d'énergie de la turbine Sabella utilise des données relatives au débit des marées dérivées d'un modèle harmonique et montre une concordance étroite avec une simulation numérique décrite à l'annexe 2. La combinaison de de l'énergie marémotrice et de l'énergie solaire donne un profil de demande variable avec de multiples pics et creux de production chaque jour. La comparaison avec la demande est illustrée sur le Figure 2.48 ; la production totale représente 16 % de la demande annuelle pour 2016 et il y a quelques occasions (environ 2 % du temps total) où il y a une production excédentaire qui pourrait être utilisée pour le stockage de l'énergie. Les paramètres sont résumés dans le tableau 2.17.

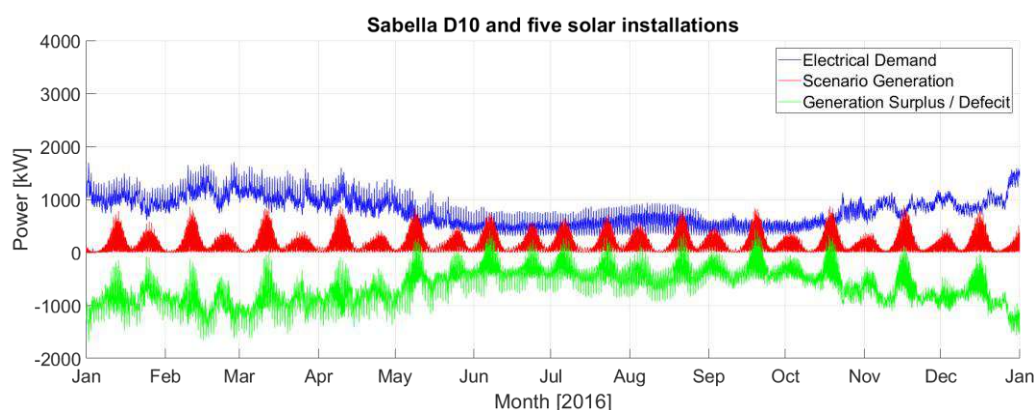


Figure 2.48 Scénario 4 : Génération comparée à la demande pour 2016.

Tableau 2.17 Paramètres de génération du scénario 4.

Scénario 4	Annuel (2016)	Été (Avr – Sep)	Hiver (Jan – Mar, Oct – Dec)
Production [MWh]	1 128,43	597,48	530,69
Demande [MWh]	6 807,08	2 676,61	4 130,47
Excédent (+ve) / Déficit (-ve) [MWh]	-5 678,65	-2 078,86	-3 599,79
Nombre d'heures excédentaires	171 / 8 784	143 / 4 392	28 / 4 392
Nombre d'heures déficitaires	8 612 / 8 784	4 249 / 4 392	4 363 / 4 392
Plus grand excédent de pointe [kW]	441,19	441,19	326,49
Plus grand déficit de pointe [kW]	1 692,12	1 409,15	1 692,12
Énergie utilisable générée (sans compter l'excédent généré) [MWh]	1 106,92	579,34	527,59



Scénario 5 : Turbine marémotrice Sabella D10 et exploitation solaire étendue

Le scénario 5 est identique au scénario 4, mais avec la production d'énergie solaire étendue à 20 % des toits. Cela se traduit par un excédent de production d'électricité durant les mois d'été et un déficit en hiver. La variation saisonnière est visible dans la comparaison avec la demande présentée sur le Figure 2.49. L'excédent important signifie que de l'énergie devra probablement être jetée. Les paramètres sont résumés dans le tableau 2.18.

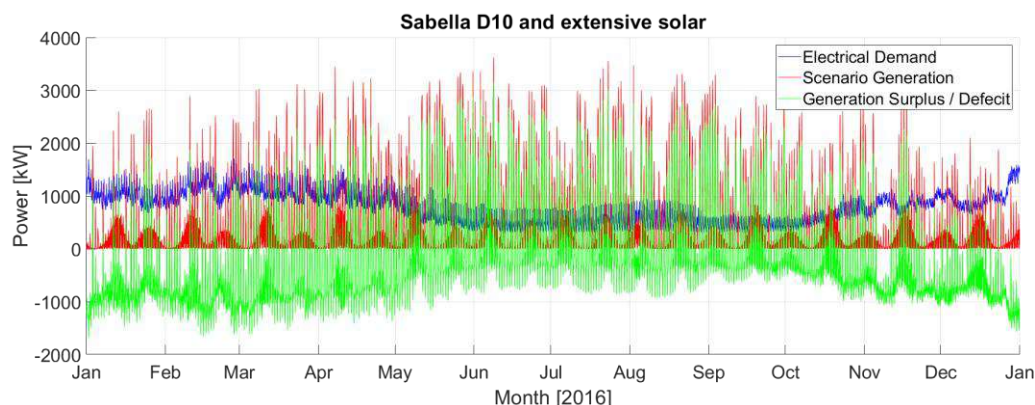


Figure 2.49 Scénario 5 : Génération comparée à la demande pour 2016.

Tableau 2.18 Paramètres de génération du scénario 5.

Scénario 5	Annuel (2016)	Été (Avr – Sep)	Hiver (Jan – Mar, Oct – Déc)
Production [MWh]	4 889,46	3 216,00	1 673,46
Demande [MWh]	6 807,08	2 676,61	4 130,47
Excédent (+ve) / Déficit (-ve) [MWh]	-1 917,62	539,40	-2 457,02
Nombre d'heures excédentaires	2 390 / 8 784	1 735 / 4 392	655 / 4 392
Nombre d'heures déficitaires	6 393 / 8 784	2 657 / 4 392	3 736 / 4 392
Plus grand excédent de pointe [kW]	3 161,24	3 161,24	2 294,12
Plus grand déficit de pointe [kW]	1 692,12	1 409,15	1 692,12
Énergie utilisable générée (sans compter l'excédent généré) [MWh]	2 716,29	1 491,25	1 225,04

Scénario 6 : Deux turbines marémotrices Sabella D10 et installations solaires prévues (5 sites)

Ce scénario prévoit l'installation de deux turbines marémotrices Sabella D10 situées sur le même site. La production des deux turbines et des cinq installations solaires prévues produirait suffisamment d'énergie pour répondre à 27 % de la demande électrique de l'île (31 % si les



technologies de stockage permettaient d'exploiter l'excédent d'énergie) et répondrait à la demande complète 9,8 % du temps. Les paramètres sont résumés dans le tableau 2.19. Le Figure 3.50 montre la comparaison annuelle avec la demande d'énergie.

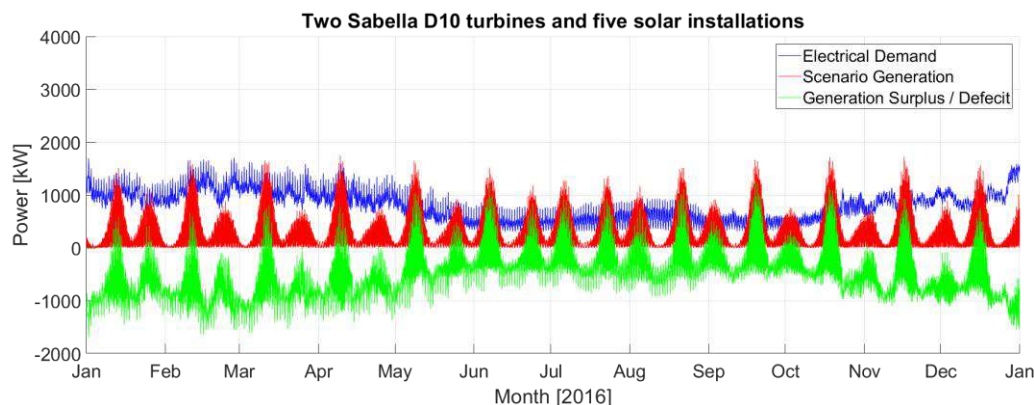


Figure 2.50 Scénario 6 : Génération comparée à la demande pour 2016.

Tableau 2.19 Paramètres de génération du scénario 6

Scénario 6	Annuel (2016)	Été (Avr – Sep)	Hiver (Jan – Mar, Oct – Déc)
Production [MWh]	2 128,96	1 107,00	1 201,97
Demande [MWh]	6 807,08	2 676,61	4 130,47
Excédent (+ve) / Déficit (-ve) [MWh]	-4 678,12	-1 569,62	-3 108,50
Nombre d'heures excédentaires	868 / 8 784	624 / 4 392	244 / 4 392
Nombre d'heures déficitaires	7 915 / 8 784	3 768 / 4 392	4 147 / 4 392
Plus grand excédent de pointe [kW]	1 273,55	1 273,55	1 147,48
Plus grand déficit de pointe [kW]	1 691,92	1 408,98	1 691,92
Énergie utilisable générée (sans compter l'excédent généré) [MWh]	1 864,48	916,97	947,51

Scénario 7 : turbine marémotrice Sabella D10, exploitation solaire étendue (20 % des toits) et une éolienne de 800 kW

Le scénario final évalue une combinaison de technologies solaires, éoliennes et marémotrices. Dans ce scénario, la demande de l'île est entièrement satisfaite dans 54 % des cas (66 % du temps en été), ce qui pourrait être amélioré avec le stockage de l'énergie. Les paramètres sont résumés dans le tableau 2.20 et la comparaison avec la demande présentée sur la Figure 2.51. La combinaison de plusieurs technologies offre la plus grande probabilité qu'il y ait de la production d'énergie



renouvelable à un moment donné. Cette combinaison, associée à une solution de stockage de l'énergie et à des modifications judicieuses du comportement en matière d'utilisation de l'énergie, pourrait mener à une solution pratique à faible teneur en carbone pour les communautés isolées.

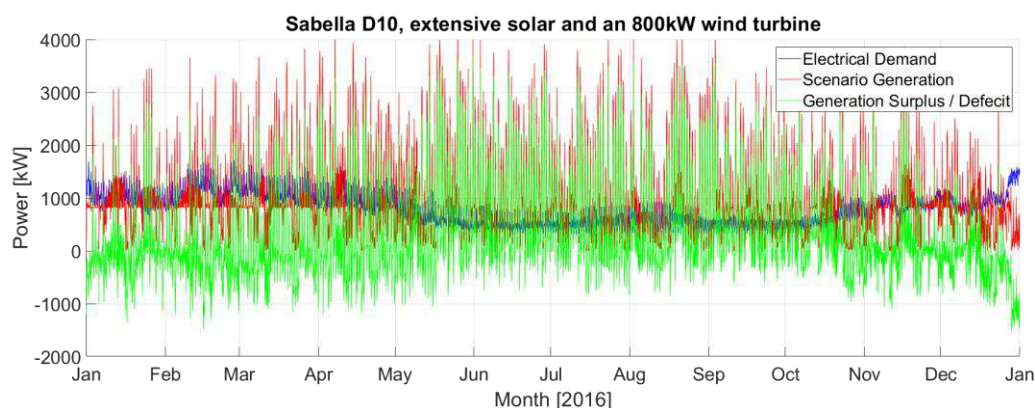


Figure 2.51 Scénario 7: Génération comparée à la demande pour 2016.

Tableau 2.20 Paramètres de génération du scénario 7.

Scénario 7	Annuel (2016)	Été (Avr – Sep)	Hiver (Jan – Mar, Oct – Déc)
Production [MWh]	9 254,80	5 007,27	42 447,53
Demande [MWh]	6 807,08	2 676,61	4 130,47
Excédent (+ve) / Déficit (-ve) [MWh]	2 447,72	2 330,67	117,05
Nombre d'heures excédentaires	4 725 / 8 784	2 896 / 4 392	1 829 / 4 392
Nombre d'heures déficitaires	4 058 / 8 784	1 496 / 4 392	2 562 / 4 392
Plus grand excédent de pointe [kW]	3 695,95	3 695,95	3 076,00
Plus grand déficit de pointe [kW]	1 507,07	1 193,39	1 507,07
Énergie utilisable générée (sans compter l'excédent généré) [MWh]	5 406,23	2 232,64	3 173,59



3 Évaluation énergétique du campus de l'Université d'East Anglia

3.1 Vue d'ensemble du site

L'Université d'East Anglia est un campus situé près de Norwich, dans le Norfolk, dans l'est de l'Angleterre (Figure 3.1). Le site couvre environ 330 hectares et comprend un espace d'enseignement, des laboratoires, des bureaux, des commerces, des points de restauration, un centre sportif et des résidences pour étudiants, illustrés sur une photographie aérienne de la Figure 3.2. Le campus a été construit en 1963 et a été agrandi à plusieurs reprises. Certains des bâtiments d'origine sont classés « grade II » pour leur signification culturelle. Le site comprend beaucoup d'espaces verts, y compris des bois et un lac.

Il y a environ 14 500 étudiants de premier cycle et 4 500 étudiants de troisième cycle et membres du personnel qui utilisent le campus tous les jours pendant la période scolaire. Le campus compte 4 500 étudiants résidents, principalement des étudiants de première année. En dehors des périodes de cours, le campus continue à être utilisé par les étudiants de troisième cycle et le personnel et accueille également des conférences et des événements.



Figure 3.1 Carte indiquant l'emplacement du site de l'UEA au Royaume-Uni. (Source : Open Street Map)





Figure 3.2 Photographie aérienne du campus de l'UEA. (Source : Google Maps)

3.2 Évaluation de la demande d'énergie

Le campus dispose d'un système de gestion de l'énergie centralisé composé d'unités de cogénération de chaleur et d'électricité, de chaudières au gaz et au mazout, de panneaux solaires photovoltaïques et d'un raccordement au réseau national. L'électricité est générée ou importée sur le campus, puis distribuée dans les nombreux bâtiments. Un système de chauffage urbain alimente la majorité des bâtiments avec la chaleur produite par les chaudières à gaz et la production thermique des unités de cogénération.

D'août 2015 à juillet 2016, le campus a consommé 34 351 MWh d'électricité, 36 520 MWh de chaleur et 23 041 MWh de pertes et autres utilisations. Cela a été fourni sous la forme de 18 659 MWh d'électricité importés du réseau national et de 75 253 MWh de gaz importé utilisé dans les chaudières et les unités de cogénération. Le solaire photovoltaïque n'a fourni que 102 MWh d'électricité, soit moins de 1 % de la consommation d'électricité.

En 2017, les systèmes énergétiques du campus ont été largement modernisés avec l'installation de nouvelles unités de cogénération et de chaudières à gaz. Après la mise à niveau, les systèmes du campus comprennent :

- Trois unités de cogénération :



- Les unités 1 and 2 produisent 2 MW d'électricité et 1,8 MW de chaleur, chacune ayant un rendement électrique de 40 % et une efficacité thermique de 36 %
- L'unité 3 produit 1,7 MW d'électricité et 2,3 MW de chaleur avec un rendement électrique de 33 % une efficacité thermique de 45 %
- Trois chaudières à gaz 6MW, chacune avec une efficacité thermique de 91 %
- Une chaudière à gaz 4MW de secours, d'une efficacité thermique de 80 %
- 280kW_p de PV solaire
- Une chaudière à biomasse 1MW actuellement inutilisée
- Une chaudière à mazout, de secours uniquement.

La consommation d'énergie pour 2015-2016 est indiquée dans un diagramme de Sankey sur la Figure 3.3 ; veuillez noter qu'elle précède la mise à niveau des systèmes.

La chaleur fournie par le système de chauffage urbain est utilisée pour chauffer les espaces d'enseignement, les bureaux, les laboratoires et les résidences étudiantes. Un réservoir de stockage thermique est inclus dans le système. Cela permet de s'assurer que le rendement du système est pleinement utilisé en stockant la chaleur lorsque la demande en électricité est élevée et en libérant de la chaleur lorsque la demande en électricité est faible. À l'heure actuelle, les utilisateurs finaux n'ont aucun contrôle sur les températures dans les salles, bien que des systèmes de contrôle améliorés aient été envisagés pour l'avenir.

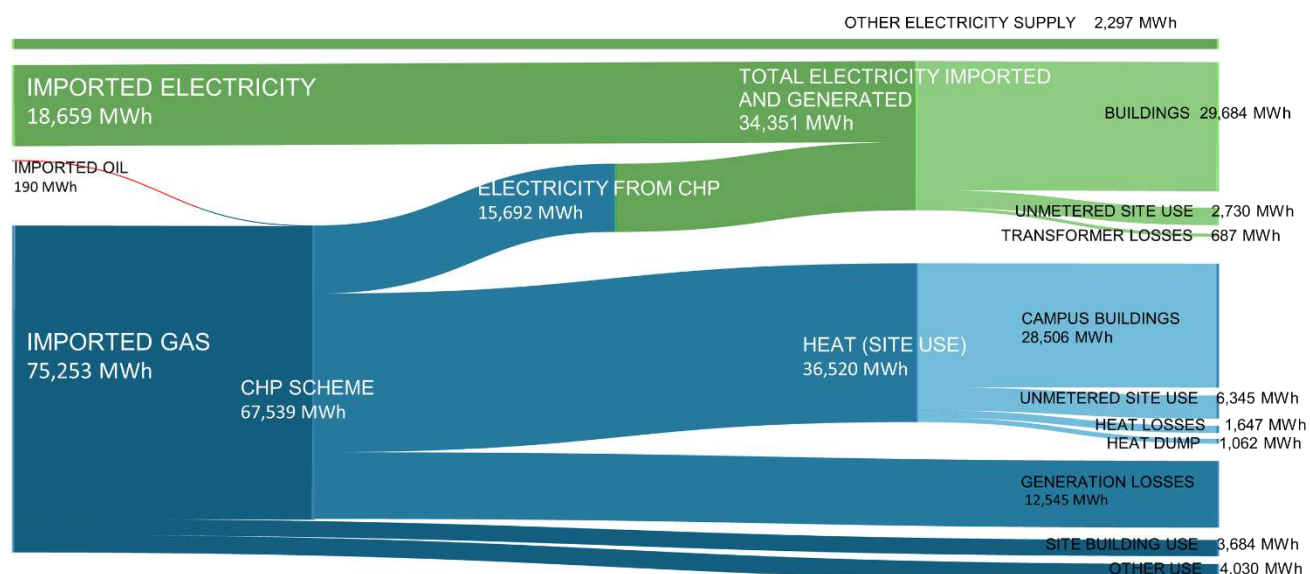


Figure 3.3 Diagramme de Sankey montrant la production et la consommation d'énergie en 2015-2016.

3.3 Réseau local

Les détails sur les réseaux d'électricité et de chauffage n'étaient pas disponibles pour inclusion dans ce rapport du projet ICE. Les bâtiments du campus sont tous raccordés au réseau du campus avec un seul raccordement au réseau national géré pour l'ensemble du système. L'énergie sur le campus est contrôlée à partir d'un système centralisé de gestion des bâtiments (BMS). La production et l'importation d'électricité sont surveillées et contrôlées à partir d'un système informatique centralisé dans le but de maximiser l'utilisation des unités de cogénération plus efficaces. Le système de chauffage urbain a une capacité de stockage thermique (grands réservoirs d'eau chaude isolés) de sorte que si, pour répondre à la demande électrique, la production des unités de cogénération produit plus de chaleur que nécessaire, elle peut être stockée dans le tampon thermique pour être utilisée plus tard.



3.4 Évaluation des ressources : solaire

Environ 280 kW_c de panneaux solaires photovoltaïques installés sur le toit sont installés sur le campus et il est prévu de les porter à 1 MW d'ici 2020. Une liste des bâtiments dotés de systèmes PV installés est présentée dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 Description des installations photovoltaïques sur le campus de l'UEA.

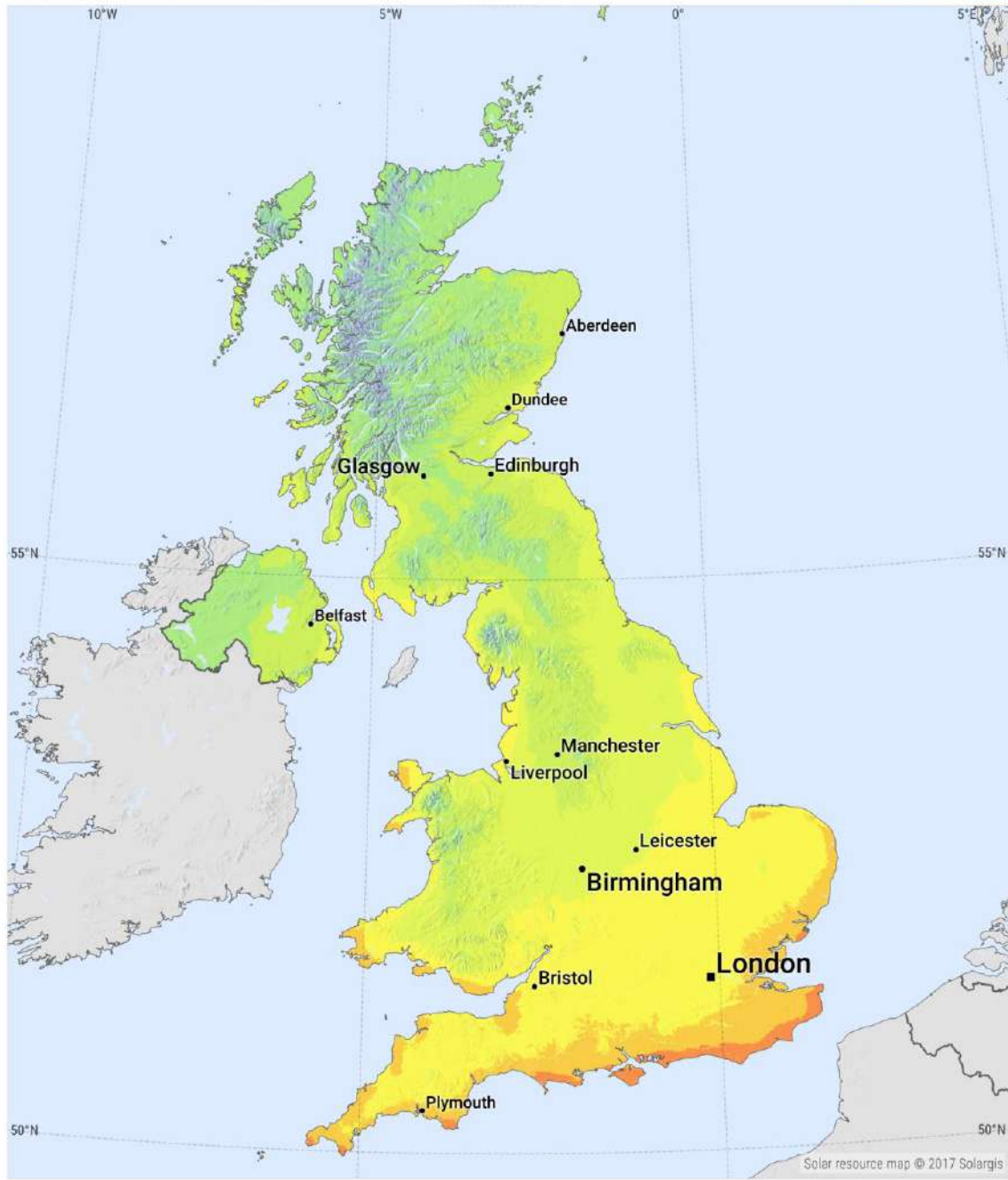
Nom du bâtiment	Capacité installée [kW _c]	Électricité fournie [MWh]	
		Août 15-Juil 16	Août 16-Juil 17
Zicer	34	11,899	19,171
Julian	19,17	17,608	17,870
Chrome Court	20,7	17,297	15,940
Enterprise Centre	48	45,040	46,370
Barton (installé en février 2017)	18,81	-	10,505
Hickling (installé en février 2017)	21,66	-	12,003
Bob Champion	17,75	10,753	16,912
INTO (non-enregistré)	99,58	Non enregistré	
Total (hors bâtiment INTO)	280	102,597	138,771

3.4.1 Contraintes de ressources

Le modèle SIGP décrit le site comme ayant une ressource solaire de 954 kW/m²/an d'END et 1071 kWh/an d'EHG (Huld et al., 2012), illustrée sur la Figure 3.4, qui, en raison de la latitude élevée du site, est extrêmement saisonnière. La plus grande ressource se trouve dans les mois d'été, où les jours plus longs et l'intensité plus élevée permettent un rayonnement plus important. Les chiffres mensuels de rayonnement sont présentés dans le tableau 3.2 et sont illustrés graphiquement sur la Figure 3.5. La variation quotidienne du rayonnement mensuel moyen est présentée sur la Figure 3.6. L'angle d'inclinaison optimal pour les panneaux solaires est de 39 ° sur le site.



PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL UNITED KINGDOM



Average annual sum of PVOUT, period 1994-2016



This map is licensed by Solargis under the Creative Commons Attribution license (CC BY-SA 4.0). You are encouraged to use content of the map to benefit yourself and others in creative ways. For more information, please visit <http://solargis.com/download>.

Figure 3.4 EHG annuel moyen pour le Royaume-Uni, fourni par SolarGIS (SolarGIS, 2018)



Tableau 3.2 Rayonnement solaire pour le campus de l'UEA

Mois	END [kWh/m ²]	EHG [kWh/m ²]	G(39) [kWh/m ²]
Janvier	33,48	21,73	40,92
Février	46,33	38,70	61,30
Mars	76,88	82,15	108,81
Avril	119,1	127,5	147,6
Mai	122,76	155,93	159,03
Juin	111,6	157,8	152,4
Juillet	110,36	158,1	156,55
Août	103,85	130,2	141,67
Septembre	88,2	95,4	120,3
Octobre	62,93	56,73	84,63
Novembre	43,8	28,38	52,8
Décembre	34,72	18,724	39,99
Total	954	1071,3	1266

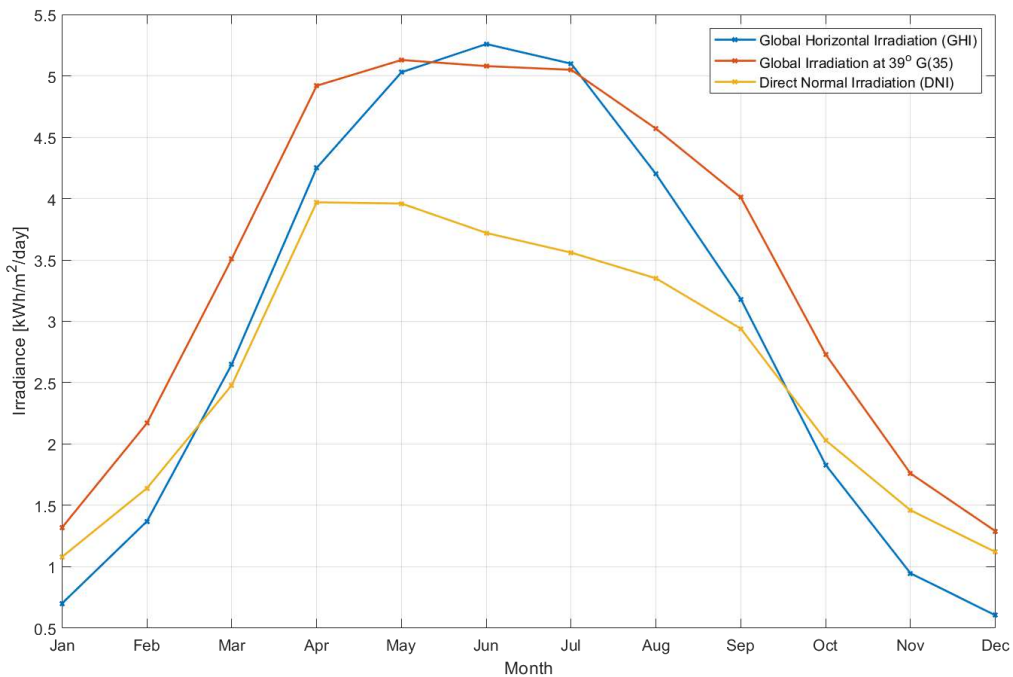


Figure 3.5 Rayonnement solaire mensuel sur le campus de l'UEA



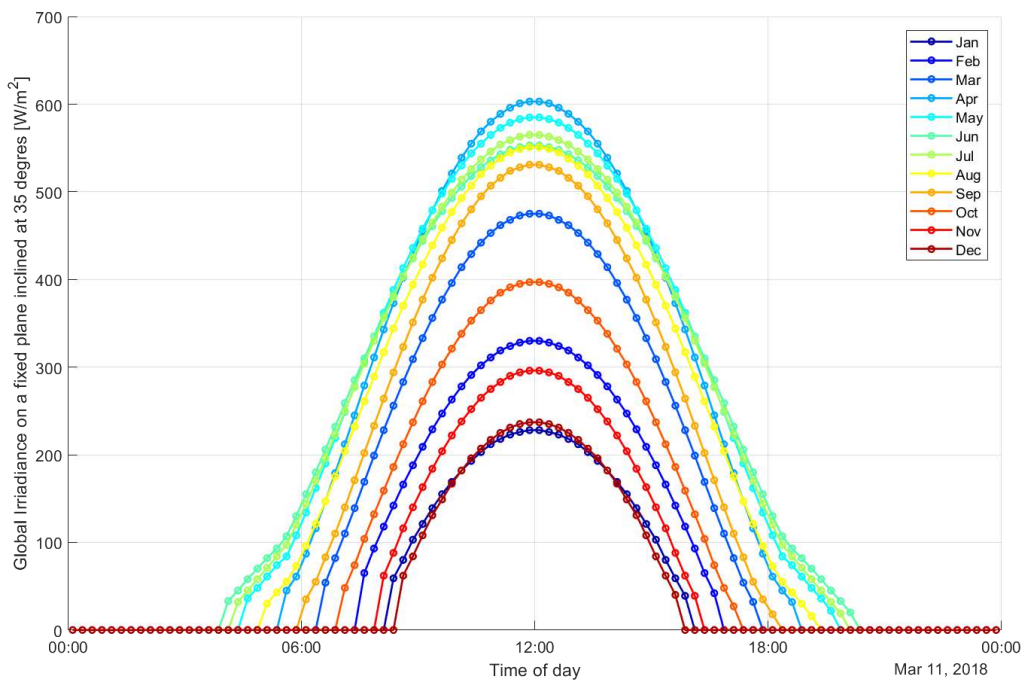


Figure 3.6 Rayonnement solaire moyen tout au long de la journée pour chaque mois de l'année à l'UEA.

3.4.2 Contraintes techniques

Les panneaux solaires photovoltaïques devront être raccordés aux systèmes électriques du bâtiment sur lequel ils sont installés. Comme le campus dispose d'un système énergétique centralisé, toutes les installations photovoltaïques devront être raccordées à ce réseau. Pour que les données énergétiques soient collectées et surveillées, le système devra être raccordé au système de gestion des bâtiments du campus.

3.4.3 Contraintes sociales, environnementales et politiques

Les installations solaires photovoltaïques allant jusqu'à 1 MW_c sur les toits des bâtiments commerciaux et résidentiels en Angleterre sont généralement considérées comme des « développements autorisés », ne nécessitant pas de permis de construire. La confirmation de ce statut peut être confirmée auprès de l'autorité d'urbanisme locale (Planning Portal, 2018). Bien qu'il existe des contraintes sur certains bâtiments du campus, « classés » pour leur importance patrimoniale particulière, il existe suffisamment d'emplacements sur les toits pour au moins satisfaire les projets du campus d'atteindre une capacité solaire photovoltaïque installée de 1 MW_c d'ici 2020.

Le solaire photovoltaïque au sol est possible sur le campus de l'UEA, sous réserve du processus de planification spatiale locale. Alors que la première installation solaire photovoltaïque au sol commerciale sur un site peut être considérée comme un « développement autorisé », l'emplacement suburbain du campus, avec de nombreux voisins proches et les difficultés probables d'avoir à surmonter la résistance locale à de tels plans, signifie qu'une installation sur toit doit être privilégiée.



3.4.3.1 Identification du site

L'espace de toit est suffisant pour permettre une expansion considérable de l'énergie solaire du campus. La direction du campus prévoit d'installer 720 kW_c de panneaux solaires photovoltaïques supplémentaires, portant la capacité totale installée à 1 MW. Cela peut être réalisé en utilisant l'espace de toit disponible sur les bâtiments existants. Il y a quatre bâtiments classés Grade II (Norfolk Terrace, Suffolk Terrace, The Teaching Wall et la bibliothèque) pour lesquels tous les développements solaires seraient probablement rejetés. Les bâtiments du campus, avec le PV solaire existant et le potentiel d'installation de panneaux supplémentaires, sont visibles sur une carte SIG de la Figure 3.7.

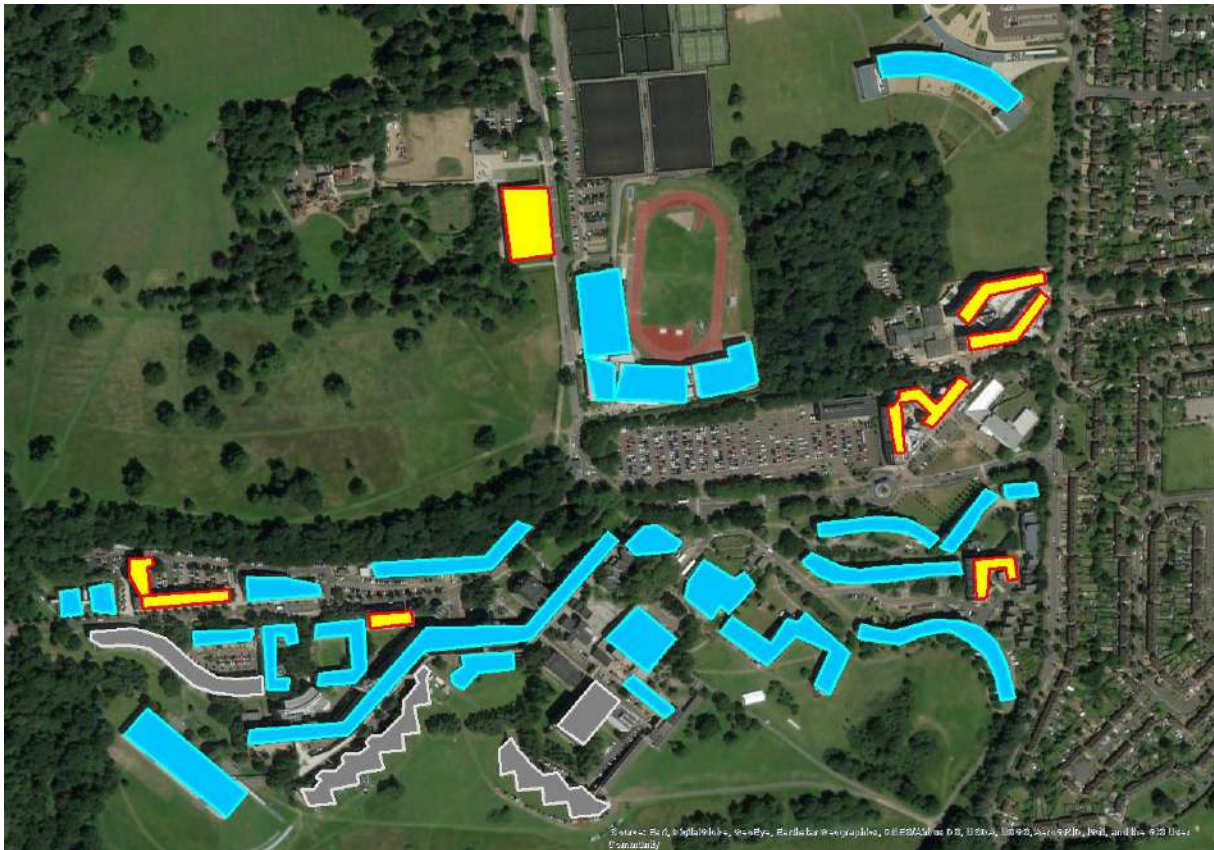


Figure 3.7 SIG du campus de l'UEA montrant les bâtiments avec des installations solaires existantes (jaune), les bâtiments présentant un potentiel pour des installations solaires (bleu) et les bâtiments classés (gris).

3.4.4 Production d'électricité

Une estimation du potentiel énergétique d'un système solaire étendu suggère que si l'expansion de l'énergie solaire prévue à 1 MW est entreprise, le campus recevrait 1278,3 MWh d'énergie électrique par an, soit approximativement 3,7 % de la consommation totale d'électricité 2015-2016 pour le campus, soit 6,7 % de l'électricité importée.



3.5 Évaluation des ressources : éolien

3.5.1 Méthodologie

Pour cette étude, des données modélisées et mesurées sur la vitesse du vent sont utilisées pour estimer la ressource qui pourrait être exploitée par une ou plusieurs éoliennes sur le campus de l'UEA ou à proximité.

En ce qui concerne l'étude d'Ouessant (section 2.5), les données ont été obtenues à partir de l'atlas mondial des vents et de la base de données NOAA.

La production d'énergie d'une éolienne a été calculée en appliquant les données NOAA à la courbe de puissance d'une éolienne sélectionnée. Il était alors possible d'adapter les temps de chaque vitesse de vent à la courbe de génération de l'éolienne et à la puissance de sortie indiquée.

Les données sur les ressources mesurées proviennent de l'aéroport de Norwich, situé à 5 km du campus. Les données modélisées ne sont pas disponibles avec une résolution suffisamment élevée pour identifier toute variation entre le campus et l'aéroport, et les deux sites sont à une altitude similaire (environ 35 m au-dessus du niveau de la mer). Les données de l'aéroport sont donc utilisées sans ajustement pour ces calculs.

3.5.2 Contraintes de ressources

Le Global Wind Atlas (2017) indique qu'il y a en moyenne 407 W/m^2 d'énergie éolienne à 100 m au-dessus du niveau de la mer. Entre 2007 et 2017, les données mesurées par la NOAA indiquent une vitesse de vent moyenne de $4,3 \text{ ms}^{-1}$ pour l'aéroport de Norwich et une vitesse soutenue maximale de 18 ms^{-1} . Comme dans le cas de l'étude d'Ouessant, les vitesses du vent ont été analysées et élargies. Comme le campus se trouve dans une zone plus construite, la rugosité de la surface serait plus élevée. Une constante de $z_0 = 0,1$ a été utilisée pour mettre à l'échelle la loi logarithmique. Les valeurs mensuelles moyennes sont indiquées sur la Figure 3.8. Les données disponibles sont limitées aux moyennes horaires de la vitesse du vent, de sorte que les vitesses de rafale maximales ne sont pas disponibles.

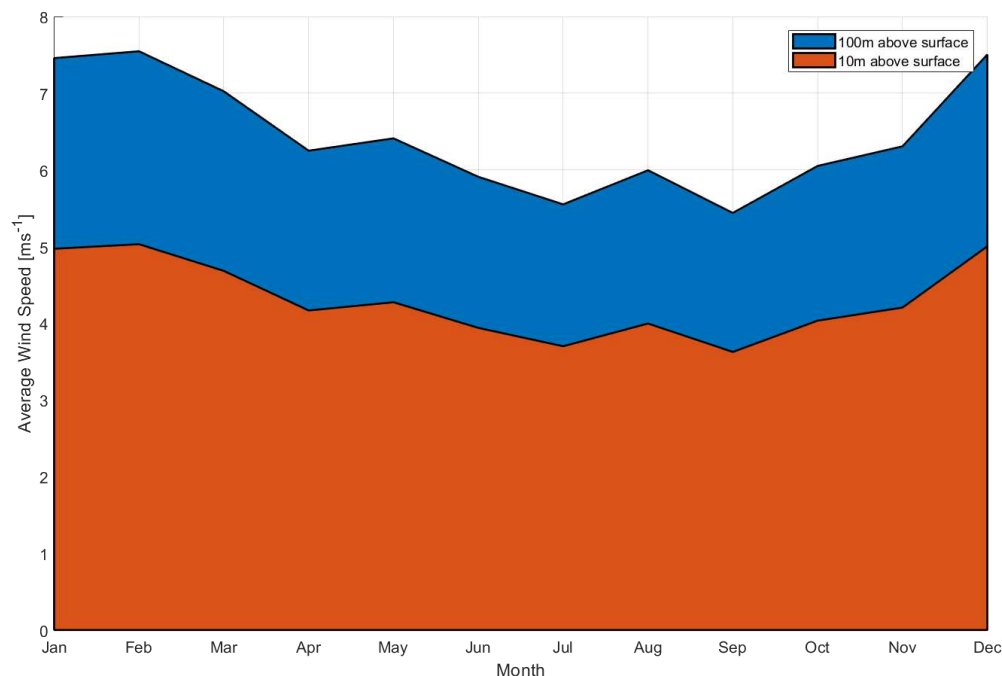


Figure 3.8 Vitesse du vent moyenne mensuelle.

Les données suggèrent une variation intra-journalière significative de la vitesse du vent. La vitesse des vents atteint un pic en début d'après-midi puis chute en moyenne de 65 % en fin de soirée et



pendant la nuit (voir Figure 3.9). Ce schéma apparaît régulièrement dans les données NOAA de l'aéroport de Norwich. Cependant, il convient de confirmer si cela est toujours le cas sur le site de l'UEA avec une campagne de mesures, si un éventuel développement éolien était proposé. La répartition des vitesses de vent à l'aéroport de Norwich est illustrée sur la Figure 3.10.

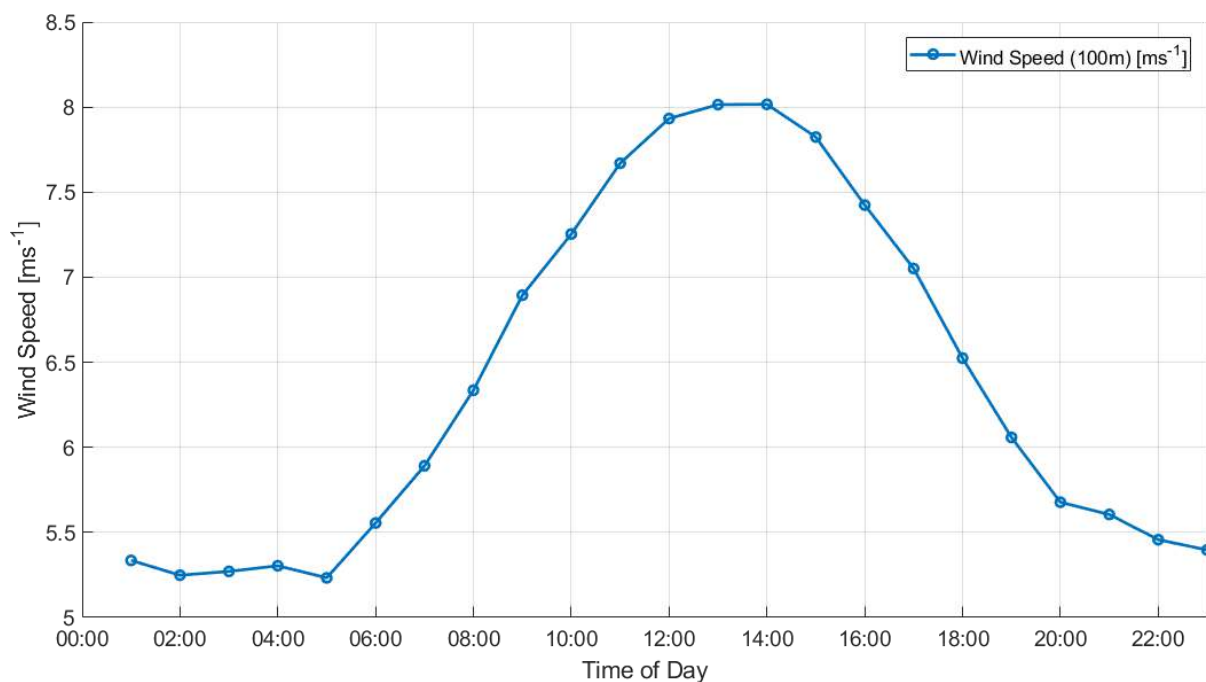


Figure 3.9 Variation quotidienne de la vitesse du vent sur le campus.

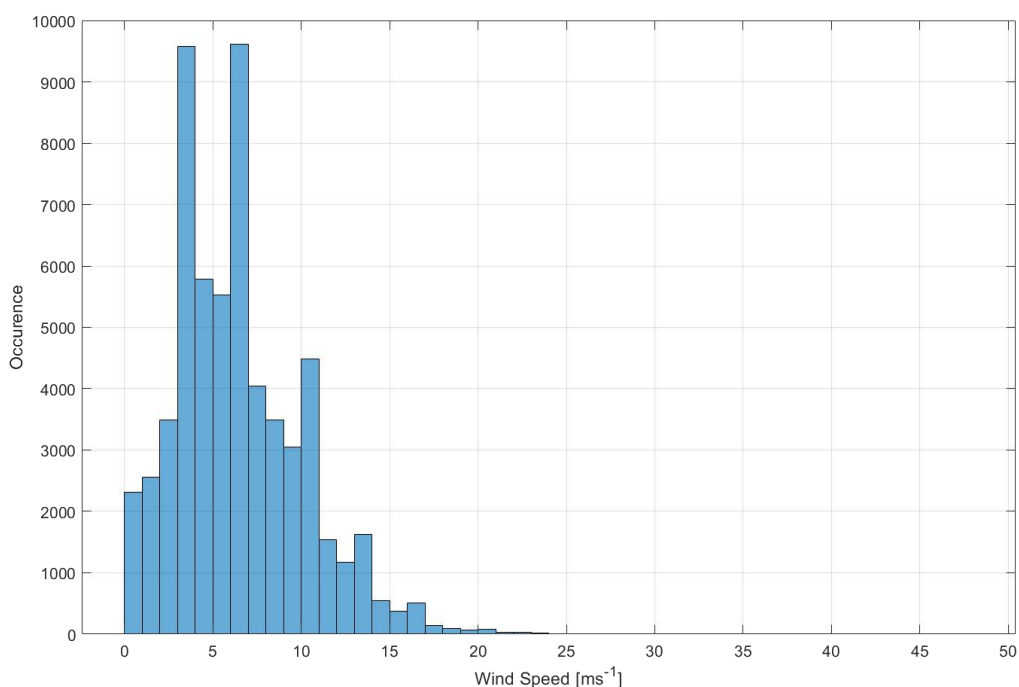


Figure 3.10 Répartition des vitesses de vent à l'aéroport de Norwich (100 m).

3.5.3 Contraintes techniques

Les éoliennes pourraient être intégrées au réseau énergétique du campus et au BMS, et l'énergie électrique générée pourrait alors être utilisée sur le campus. Une connexion de la ou des éoliennes



au centre énergétique du campus serait nécessaire. Il y a un bon accès au site pour l'équipement et les matériaux de construction. Il y a également beaucoup d'espaces verts suffisamment éloignés des bâtiments et des routes où des éoliennes pourraient techniquement être installées, même si une autorisation est peu probable.

3.5.4 Contraintes environnementales, sociales et politiques

Les réglementations actuelles du Royaume-Uni en matière de développement éolien terrestre rendent pratiquement impossible le développement d'un projet éolien terrestre substantiel sur un site tel que le campus de l'UEA. Si, dans certaines circonstances, de très petites éoliennes peuvent être installées sans recourir au système de planification, le potentiel de production limité et la difficulté de satisfaire aux exigences de planification du campus de l'UEA, dont certaines parties présentent un intérêt scientifique spécial, signifient qu'il y a très peu d'intérêt ou de probabilité de développement éolien terrestre.

Les usagers du campus et les résidents locaux considèrent que le site de l'UEA a une apparence esthétique plaisante, et des efforts considérables ont été déployés par la direction du campus pour garder le paysage attrayant. Il n'y a pas de projet d'éoliennes et il est suggéré que la communauté locale s'y opposerait très fortement (Richard Bettle, employé de l'UEA préposé aux questions énergétiques, correspondance personnelle).

3.5.5 Identification du site

Les restrictions sociales et du point de vue de l'aménagement signifient qu'il n'est pas possible de sélectionner un site pour un emplacement d'éolienne potentiel.

3.5.6 Production d'électricité

Les calculs de production d'énergie pour trois exemples d'éoliennes ont été effectués à l'aide des données éoliennes mesurées par la NOAA pour 2016 à l'aéroport de Norwich. Une éolienne Vestas V90 de 2 MW, une Enercon E53-800 de 800 kW et une Enercon E33-300 de 300 kW ont été utilisées pour les calculs, comme pour l'étude d'Ouessant ; Les courbes de puissance sont visibles sur la Figure 2.25. Les résultats sont présentés dans le tableau 3.3.

Tableau 3.3 Valeurs de sortie des exemples de production éolienne pour l'UEA.

Éolienne	Production annuelle	Production en été	Production en hiver	Proportion
Vestas V90/2MW	5,10GWh	2,34GWh	2,75GWh	45,9 % / 54,1 %
Enercon E53-800	2,03GWh	0,93GWh	1,10GWh	45,9 % / 54,4 %
Enercon E33-300	0,71GWh	0,33GWh	0,39GWh	46,4 % / 53,6 %

La demande en électricité pour 2015-2016 était de 34,35 GWh, dont 18,66 GWh ont été importés du réseau national. Le plus grand exemple d'éolienne (Vestas V90/2MW) pourrait remplacer jusqu'à 27,3 % de l'énergie électrique importée. Les charges maximales et minimales pour le campus n'étaient pas disponibles pour ce rapport. On ne sait donc pas s'il y a des moments où l'énergie éolienne générerait plus que la demande du campus et devrait être stockée ou réduite. Les temps de génération en 2016 sont illustrés sur le schéma 3.11.



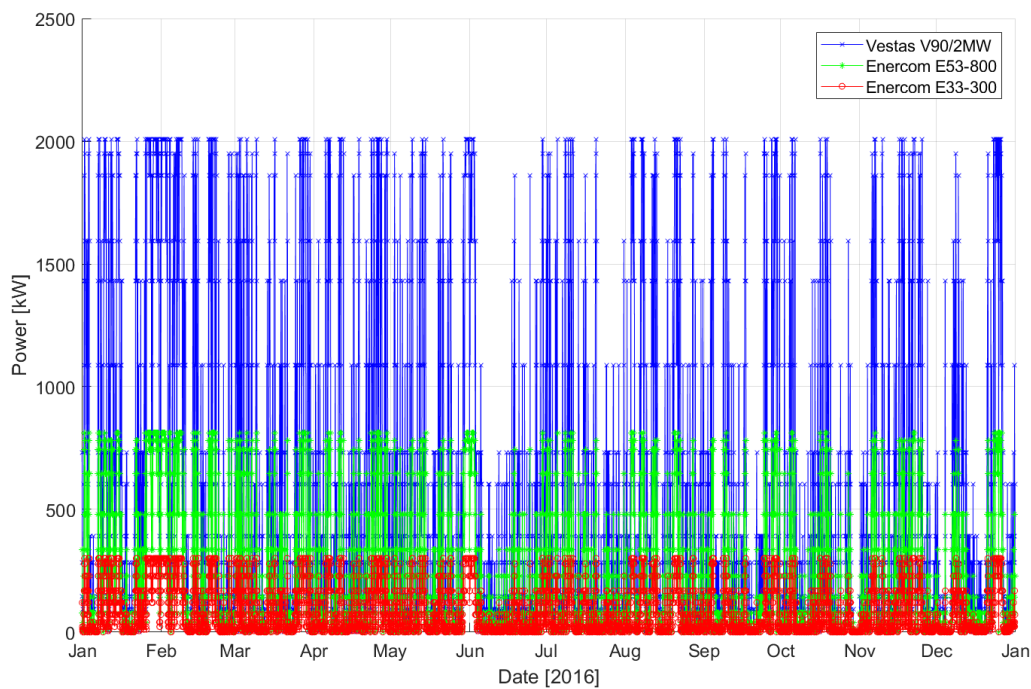


Figure 3.11 Séries chronologiques de génération pour des exemples d'éoliennes à l'UEA

3.6 Approvisionnement d'autres technologies de production

3.6.1 Biomasse

Le campus dispose d'un générateur de biomasse de copeaux de bois de 1 MW. Cette unité est actuellement inactive mais si elle (ou une autre génération de biomasse) devait être incluse, la quantité d'électricité importée du réseau pourrait être encore réduite.

3.7 Technologie côté demande

Le projet ICE travaille à fournir des incitations à l'économie d'énergie pour les étudiants résidents de l'UEA. L'une des méthodes en cours de développement est la sortie d'une application pour smartphone destinée à encourager la consommation d'énergie lorsque l'électricité et la chaleur sont produites à partir des unités de cogénération du campus. L'objectif serait de réduire la quantité d'énergie importée ou générée à partir de sources à forte teneur en carbone et d'utiliser au maximum les unités de cogénération les plus efficaces. Par exemple, l'application encouragerait l'étudiant à prendre une douche à un moment où il y a une capacité de production dans les unités de cogénération, et le découragerait de prendre une douche pendant les heures de pointe, lorsque l'électricité est importée à partir du réseau national.

3.8 Scénarios de production d'énergie

Deux combinaisons différentes de production solaire et éolienne ont été examinées. Comme aucun profil de demande n'est disponible pour ce rapport, les totaux de génération sont simplement notés.

Scénario 1 : installation solaire de 1 MW avec une éolienne de 800 kW

Le premier scénario évalue l'électricité produite par 1 MW d'installations solaires photovoltaïques et une seule éolienne Enercon E53-800 800 kW. Les données solaires horaires mesurées ne sont pas disponibles pour des années spécifiques, de sorte que les calculs solaires sont basés sur les séries horaires pour une année « typique », en utilisant PVsyst. Les calculs de puissance de l'éolienne utilisent les données mesurées de la vitesse du vent NOAA élargies jusqu'à la hauteur du moyeu pour 2016. Les données de production sont résumées dans le tableau 3.4 et la série chronologique de la production pour 2016 est illustrée sur la Figure 3.12.



Si ce scénario devait être mis en œuvre sur le campus de l'UEA, la quantité d'énergie devant être importée du réseau national serait réduite d'environ 18 %. Comme il y a des moments où les technologies solaire et éolienne enregistrent toutes deux une production nulle (lorsqu'il n'y a pas de vent ou de soleil), il faudra toujours disposer d'une capacité de réseau suffisante pour fournir la totalité de la charge de pointe.

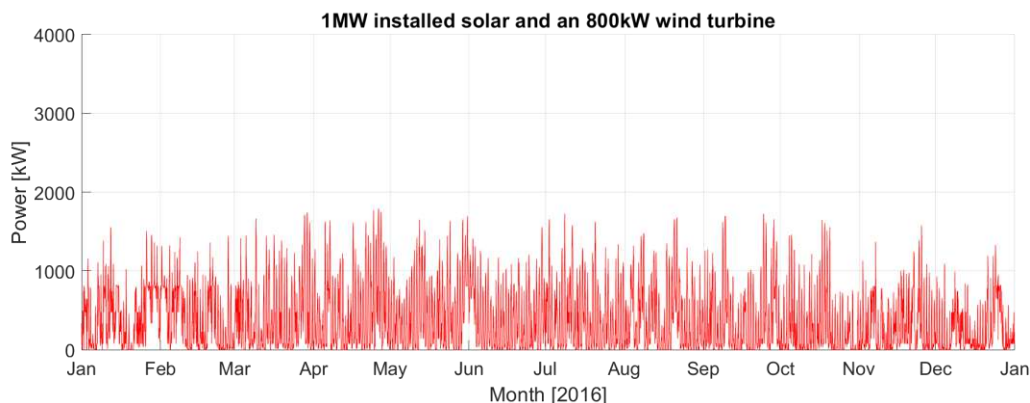


Figure 3.12 Série chronologique de génération du scénario 1 (2016).

Tableau 3.4 Paramètres de génération du scénario 1.

Scénario 1	Annuel (2016)	Été (Avr – Sep)	Hiver (Jan – Mar, Oct – Déc)
Production [MWh]	3 308,32	1 793,51	1 514,81

Scénario 2 : installation solaire de 2 MW avec une éolienne de 2 MW

Le scénario 2 étudie l'énergie générée par des installations solaires photovoltaïques étendues (2 MW_c) et une éolienne plus grande de 2 MW. Ce scénario fournirait 7652,12 MWh d'électricité par an, ce qui réduirait la quantité importée du réseau de 41 %. Les paramètres sont indiqués dans le tableau 3.5 et la série chronologique de la génération est présentée sur la Figure 3.13.

Tableau 3.5 Paramètres de génération du scénario 2.

Scénario 2	Annuel (2016)	Été (Avr – Sep)	Hiver (Jan – Mar, Oct – Dec)
Production [MWh]	7 652,12	4 061,27	3 590,85

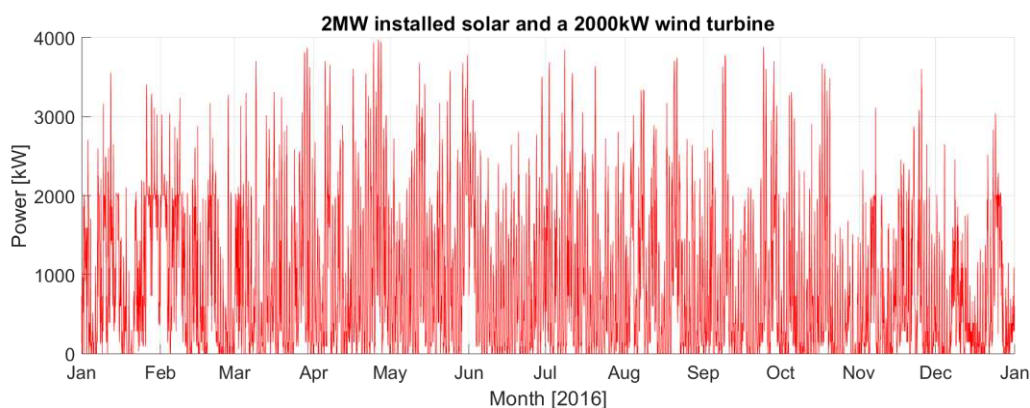


Figure 3.13 Série chronologique de génération du scénario 2 (2016).



4 Conclusions

Ce rapport a analysé les besoins en énergie de l'île d'Ouessant et de l'UEA et a fourni des calculs de ressources pour trois technologies de production d'énergie renouvelable.

Une évaluation de la demande en énergie a été réalisée pour Ouessant, et la variabilité annuelle, saisonnière et intra-journalière a été examinée et comparée à la production de chaque technologie. Pour l'UEA, la production annuelle totale a été présentée pour 2015-2016 et une ventilation de la consommation d'énergie a été présentée.

Les résultats pour chaque technologie de génération peuvent être résumés comme suit :

Solaire

Un examen de la ressource solaire montre un potentiel considérable de développement de la production d'énergie solaire sur l'île d'Ouessant et sur le campus de l'UEA. Pour Ouessant, le rayonnement solaire est beaucoup plus important en été, alors que la demande en énergie de l'île est la plus forte en hiver. Cette limitation signifie que d'autres sources de production seront toujours nécessaires, même si une extension importante de la technologie PV était mise en œuvre. Pour l'UEA, il existe également une grande disparité saisonnière de production et, bien que les données ne soient pas disponibles, il est probable que la demande sera également plus élevée en hiver.

Éolien

En ce qui concerne Ouessant, la production d'énergie éolienne est suffisante pour atteindre les objectifs de 70 % (2020) et 100 % d'énergie renouvelable si elle est associée au stockage en batteries et à des installations de génération d'énergie solaire et/ou marémotrice supplémentaires. Le consentement au développement et les questions environnementales et/ou sociales devront être surmontés avant qu'un projet d'énergie éolienne puisse être mis en œuvre. Pour l'UEA, il existe des obstacles considérables au consentement à la construction d'éoliennes, et aucun appétit pour un tel développement.

Marémoteur

Cette étude a exploré les caractéristiques des marées dans la région autour de l'île d'Ouessant avec le développement d'un modèle numérique (Delft3D-FLOW). Le résultat du modèle quant au niveau de marée et au courant de marée sur les sites proches d'Ouessant concorde bien avec les valeurs observées et prévues. Les contraintes techniques, environnementales, sociales et politiques ont toutes été prises en compte, ainsi que les caractéristiques de la marée autour d'Ouessant, obtenues à partir du modèle numérique, afin d'identifier les sites potentiels d'absorption de l'énergie des courants de marées. Il a été constaté que les sites du passage de Fromveur sont bien adaptés à l'exploitation de l'énergie marémotrice. L'analyse harmonique des marées a été effectuée sur le coefficient de marée et les courants sur les sites. Cela a permis de prévoir le flux de courant sur toute période souhaitée. De plus, la production potentielle d'énergie par Sabella D10 sur le site préféré a été évaluée sur la base des résultats numériques.

Ce rapport montre qu'une combinaison de technologies de production peut jouer un rôle clé dans la création d'un système énergétique à faible teneur en carbone. Outre les solutions de stockage, les plans de réduction de la consommation d'énergie et les comportements intelligents, le projet ICE vise à fournir une méthodologie transférable pour les communautés isolées. Le rapport ICE T1.2 explorera les



options de stockage de l'énergie et la fiabilité des réseaux électriques afin de déterminer si les technologies renouvelables présentées dans ce rapport sont réalisables pour les sites.

Les travaux de ce rapport seront davantage intégrés dans la méthodologie ICE avec la publication du rapport ICE T2.1, où une méthodologie généralisée pour les solutions intelligentes à faible émission de carbone est évaluée pour les communautés isolées.



Références

- Agence des aires marines protégées, 2015. *Marine Nature Parks*. Agence des aires marines protégées, Brest, France.
- Ashlock, J.C. & Schaefer, V., 2011. *Foundations for Wind Turbines*. [online] Available at: [http://home.eng.iastate.edu/~jdm/engr340-2011/ENGR %20340 %20- %20Foundations%20 %20-%20Ashlock%20- %20Schaefer.pdf](http://home.eng.iastate.edu/~jdm/engr340-2011/ENGR%20340%20-%20Foundations%20-%20Ashlock%20-%20Schaefer.pdf) [Accessed 2/5/18].
- BBC, 2015. *Heat pumps extract warmth from ice cold water*. [online] Available at: <http://www.bbc.co.uk/news/business-31506073> [Accessed 2/5/18].
- Berrisford, P., Dee, D., Poli, P., Brugge, R., Fielding, K., Fuentes, M., Kallberg, P., Kobayashi, S., Uppala, S. and Simmons, A., 2011. *The ERA-Interim archive Version 2.0*, ERA Report Series 1, ECMWF, Reading, UK.
- Brower, M., 2012. *Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project*. John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey.
- Carballo, R., Iglesias, G. & Castro, A., 2009. Numerical model evaluation of tidal stream energy resources in the Ría de Muros (NW Spain). *Renewable Energy*, 34, pp1517-1524.
- CORDIS (Community Research and Development Information Service), 1984. *Wind Turbine for Local Supply of Ouessant Island*. European Commission, Project ID WE./00315/84
- Coriolis Cotier, 2018. Coastal ocean observing system. [online] Available at: <http://data.coriolis-cotier.org/> [Accessed 10/5/18].
- Dee, D. P., Uppala, S. M., Simmons, A. J., Berrisford, P. , Poli, P. , Kobayashi, S. , Andrae, U. , Balsameda, M. A., Balsamo, G. , Bauer, P. , Bechtold, P. , Beljaars, A. C., van de Berg, L. , Bidlot, J. , Bormann, N. , Delsol, C. , Dragani, R. , Fuentes, M. , Geer, A. J., Haimberger, L. , Healy, S. B., Hersbach, H. , Hólm, E. V., Isaksen, I. , Kållberg, P. , Köhler, M. , Matricardi, M. , McNally, A. P., Monge-Sanz, B. M., Morcrette, J. , Park, B. , Peubey, C. , de Rosnay, P. , Tavolato, C. , Thépaut, J. and Vitart, F. (2011), The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system. *Q.J.R. Meteorol. Soc.*, 137: 553-597. doi:10.1002/qj.828
- Department for Transport, 2013. *The Strategic Road Network and the Delivery of Sustainable Development*. Department for Transport, London, UK.
- Drew, B., Plummer, A.R., Sahinkaya, M.N., 2009. A review of wave energy converter technology. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 223(8), pp887-902.
- DTU, 2017. *Global Wind Atlas 2.0*, Technical University of Denmark (DTU) [online] Available at: <https://globalwindatlas.info>.
- *“Global Wind Atlas 2.0, une application internet gratuite développée, détenue et exploitée par l'Université technique du Danemark (DTU) en partenariat avec le Groupe de la Banque mondiale, utilisant des données fournies par Vortex, avec un financement fourni par le Programme d'aide à la gestion du secteur énergétique (ESMAP). Pour plus d'informations: <https://globalwindatlas.info>”*
- EDF, 2016. *Open Data de EDF sur les îles du Ponant*. [online] Available at: <https://opendata-iles-ponant.edf.fr> [Accessed 12/03/2018].
- Egbert, G.D., Bennett, A.F. & Foreman, M.G.G., 1994. Topex/Poseidon tides estimated using a global inverse model. *Journal of Geophysical Research*, 99, pp24821-24852.
- European Environment Agency, 2016. *Heating and cooling degree days*. EEA, Copenhagen, Denmark.



Commission Européenne, 2014. *Directive establishing a framework for maritime spatial planning*. Commission Européenne, 2014/89/EU.

Fitch-Roy, O. & Connor, P., 2018. *ICE report T1.1.2 Policy Issues: An overview of the renewable energy policy and regulatory considerations in Ouessant and the UEA campus*. ICE Project report, Penryn, UK.

Fournisseurs Electricite, 2018. *Puissance compteur EDF*. [online] Available at: <https://www.fournisseurs-electricite.com> [Accessed 2/5/18].

Global Wind Atlas, 2017. *Global Wind Atlas*. [online] Available at: <https://globalwindatlas.info/> [Accessed 25/1/18].

Google, 2018. "Google Maps" [online], Available at: maps.google.com

Goth, Jamie. 2015, "How to choose the correct heat pump". Energy Institute: CPD Fundamentals. 13. [online] Available at: <https://www.energyinst.org/filegrab/?ref=3774&f=EiBI+Series+13+-+Module+1>

Green Car Congress, 2016. *Ricardo and Recycling Technologies to characterize Plaxx plastic-waste-derived-fuel for marine applications*. [online] Available at: <http://www.greencarcongress.com/2016/07/20160705-plaxx.html> [Accessed 2/5/18].

Guillou, N. & Chapalain, G., 2017. Assessing the impact of tidal stream energy extraction on the Lagrangian circulation. *Applied Energy*, 203, pp321-332.

Guillou, N., & Thiébot, J., 2016. The impact of seabed rock roughness on tidal stream power extraction. *Energy*, 112, pp762-773.

Hardwick, J., Smith, H. C. M., Fitch-Roy, O., Connor, P. M. & Sundaram, S., 2018. *ICE report T1.1.1: An overview of renewable energy supply potential*. ICE Project Report, Penryn, UK.

Huld, T., Muller, R. & Gambardella, A., 2012. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy*, 86, pp1803-1815.

Iglesias, G., Sánchez, M., Carballo, R. & Fernandez, H., 2012. The TSE index- A new tool for selecting tidal stream sites in depth-limited regions. *Renewable Energy*, 48, pp350-357.

IGN, 2017, *Geoportail*. Institut National de L'Information Géographique et Forestière. [online] Available at: <https://www.geoportail.gouv.fr/carte>

Îles du Ponant, Sept 2016. *Revue De Presse: Les Îles du Finistere Lancement Operationnel de la Transition Energetique*. France

Îles du Ponant, 2017. *Les Touristes et Excursionnistes sur L'Ile D'Ouessant*. France

Intertec, 2015. *CELTIC interconnector - Marine consultancy and engineering services. Route investigation report*. [online] Available at: <http://www.eirgridnortheastprojects.ie/site-files/library/EirGrid/Celtic-Interconnector-Marine-Route-Investigation.pdf> [Accessed 2/5/18].

In Sun We Trust, 2018, *Panneaux photovoltaïques : LE guide ultime (2018)*, [online] Available at: <https://www.insunwetrust.solar/blog/le-solaire-et-vous/panneaux-photovoltaïques-guide-ultime-2017/>

IUCN, 2017. Iroise, the jewel of France's west coast. [online] Available at: <https://www.iucn.org/news/protected-areas/201706/iroise-jewel-frances-west-coast> [Accessed 17/5/18].

Legrand, C., 2009. *Assessment of Tidal Energy Resource*. BSI, London, UK.



Matt S. Mitchell & Jeffrey D. Spitler. (2013). “Open-loop direct surface water cooling and surface water heat pump systems—A review”, *HVAC&R Research*,19:2,125-140,DOI:10.1080/10789669.2012.747374

Mermoud, A. & Wittmer, B., 2014. *PVsyst User’s Manual*. [online] Available at: http://www.PVsyst.com/images/pdf/PVsyst_Tutorials.pdf [Accessed 19/12/17].

NOAA, 2018. “National Oceanic and Atmospheric Administration: National Centres for Environmental Information”. [online] Accessed at: <https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/land-based-station-data>

OpenStreetMap, 2018. “Open Street Map” [online]. Available at: www.openstreetmap.org

Paboeuf, S., Sun, P.Y.K., Macadré, L.-M. & Malgorn, G., 2016. Power Performance Assessment of the Tidal Turbine Sabella D10 Following IEC62600-200. *Proc. 35th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*, American Society of Mechanical Engineers, Busan, South Korea, June 19–24, 2016.

Pawlowicz, R., Beardsley, B. & Lentz, S., 2002. Classical tidal harmonic analysis including error estimates in MATLAB using T_TIDE. *Computers and Geosciences*, 28(8), pp929-937.

Planning Portal, 2018. *Permitted Development Rights*”. [online] Available at: https://www.planningportal.co.uk/info/200187/your_responsibilities/37/planning_permission/2

Pleijel, C., 2015. Energy audit on Ouessant. Report supported by Intelligent Energy Europe. 1-17.

PV Financing, 2017. *PV Financing* [online] Available at: <http://www.pv-financing.eu/>

SHOM, 2018. *MNT Bathymétrie de façade Atlantique*. [online] Available at: <http://diffusion.shom.fr/pro/environnement/bathymetrie/mnt-facade-atl-homonim.html> [Accessed 9/5/18].

Sogreah Consultants, 2009. *Etude de faisabilité d’une opération de maîtrise de l’énergie et de développement des énergies renouvelables sur les îles de Molene at Ouessant*. Sogreah, Lyon, France.

SolarGIS. 2018. *Solar Resource Maps*. [online] Available at: <https://solargis.com> [Accessed 2/5/18].

Subsea World News, 2015. *Bourbon in SABELLA’s D10 Subsea Cable Project*. [online] Available at: <https://subseaworldnews.com/2015/06/25/watch-bourbon-in-sabellas-d10-subsea-cable-project/> [Accessed 17/5/18].

Tawil, T.E., Charpentier, J.F. & Benbouzid, M., 2018. Sizing and rough optimization of a hybrid renewable-based farm in a stand-alone marine context. *Renewable Energy*, 115, pp1134-1143.



Annexe 1 : Rapports PVsyst



Annexe 2 : Analyse harmonique des marées

A2.1 Vue d'ensemble des analyses harmoniques

Le coefficient de marée et les courants sur un site peuvent être prédits pour n'importe quelle période de temps en utilisant le nombre fini de composantes harmoniques spécifiques au site. Chaque composante sinusoïdale à un emplacement particulier a une fréquence, une amplitude et une phase définies, qui peuvent être déterminées par l'analyse mathématique des coefficients de marée et/ou des données de vitesse mesurées directement. Les composantes harmoniques peuvent alors être utilisées pour prédire le coefficient de marée et/ou les vitesses de courant sur le site pendant une période donnée.

Une boîte à outils d'analyse harmonique écrite en MATLAB, T-Tide (Pawlowicz et al., 2002), est utilisée dans cette étude pour effectuer l'analyse harmonique. Les données numériques pour le niveau de marée à l'emplacement de la turbine Sabella pour la période du 01/08/2017 au 01/10/2017 avec un intervalle de 10 minutes sont utilisées pour l'analyse harmonique afin de générer 35 composantes de marée standard.

A2.2 Niveau de marée

Le tableau A2.1 présente les 35 composantes de marée issues de l'analyse harmonique du niveau de marée au point A, illustrées sur la Figure A2.1.

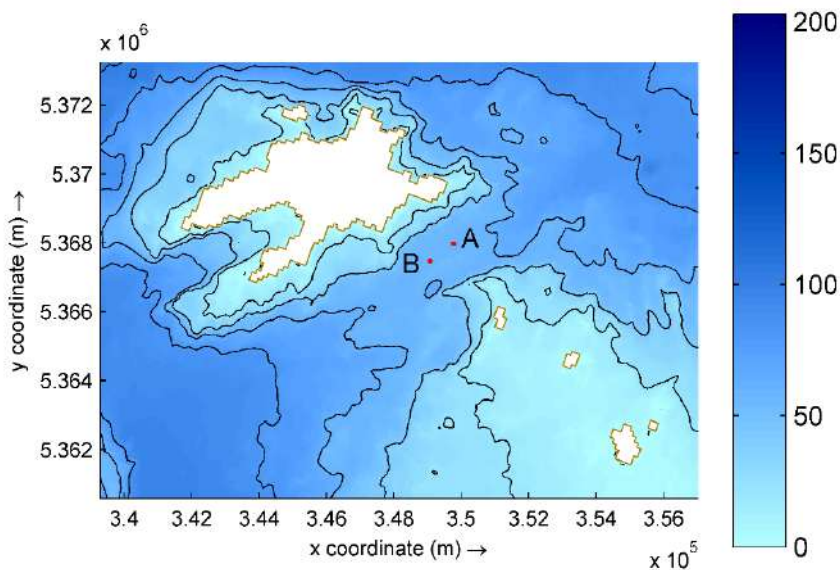


Figure A2.1 Carte du passage de Fromveur, indiquant l'emplacement du point A utilisé pour l'analyse harmonique.



Tableau A2.1 Composantes de marée du niveau de marée au point A, avec des astérisques marquant les composantes utilisées dans les prédictions.

Composante	Fréquence (°/h)	Amplitude (m)	Phase (°)
*MM	0,001512	0,0296	196,08
*MSF	0,002822	0,0500	234,17
ALP1	0,034397	0,0024	235,48
2Q1	0,035706	0,0011	265,44
*Q1	0,037219	0,0190	281,36
*O1	0,038731	0,0634	328,39
NO1	0,040269	0,0076	177,14
*K1	0,041781	0,0638	87,97
J1	0,043293	0,0013	305,94
OO1	0,044831	0,0021	149,61
UPS1	0,046343	0,0030	306,03
EPS2	0,076177	0,0034	187,98
MU2	0,07769	0,0054	323,39
*N2	0,078999	0,4362	97,51
*M2	0,080511	2,1375	116,77
L2	0,082024	0,0196	344,89
*S2	0,083333	0,8814	164,37
ETA2	0,085074	0,0035	154,77
MO3	0,119242	0,0013	219,46
M3	0,120767	0,0005	191,42
MK3	0,122292	0,0014	145,08
SK3	0,125114	0,0004	51,64
*MN4	0,159511	0,0524	222,02
*M4	0,161023	0,0658	224,94
SN4	0,162333	0,0103	315,93
*MS4	0,163845	0,0895	298,45
S4	0,166667	0,0111	25,59
2MK5	0,202804	0,0007	248,11
2SK5	0,208447	0,0009	326,08
*2MN6	0,240022	0,0231	283,41
*M6	0,241534	0,0173	293,53
*2MS6	0,244356	0,0306	17,13
*2SM6	0,247178	0,0100	96,11
3MK7	0,283315	0,0003	20,96
*M8	0,322046	0,0037	196,14

Seize composantes de marée, marquées d'un astérisque dans le tableau A2.1, ont été utilisées pour prédire les niveaux de marée. La Figure A2.2 montre les séries chronologiques des hauteurs de marée prévues (indiquées sous forme de points) et les hauteurs de marée calculées (ligne) au point A en août-septembre 2017. Une bonne concordance est obtenue entre les résultats prévus et les résultats calculés.



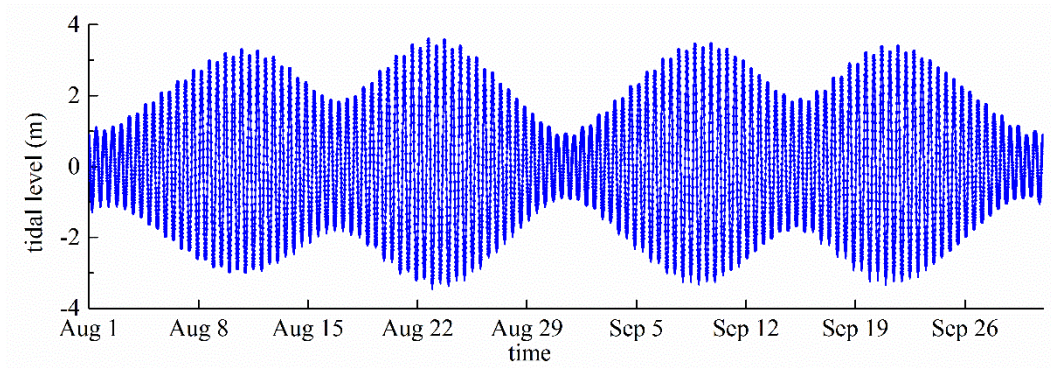


Figure A2.2 Séries chronologiques prédites (points) et calculées (lignes) du niveau des marées au point A en août-septembre 2017

A2.3 Courant de marée

Le tableau A2.2 présente les 35 composantes de marée pour les vitesses de marée dérivées de l'analyse harmonique du courant de marée au point A. Pour les composantes de vitesse, chaque composante comprend des informations spécifiques à l'emplacement relatives à l'ellipse tracée par la pointe du vecteur de vitesse : les longueurs du demi-grand axe et du demi-petit axe, l'inclinaison du demi-grand axe nord dans le sens contraire des aiguilles d'une montre depuis l'est, et la fréquence et la phase.

Seize composantes de marée, marquées d'un astérisque dans le tableau A2.2, ont été utilisées pour prédire les vitesses de marée. La Figure A2.3 montre les séries chronologiques prédites (points) et calculées (lignes) des composantes x et y du courant de marée au point A en août-septembre 2017. On obtient une bonne concordance entre les résultats prévus et calculés.

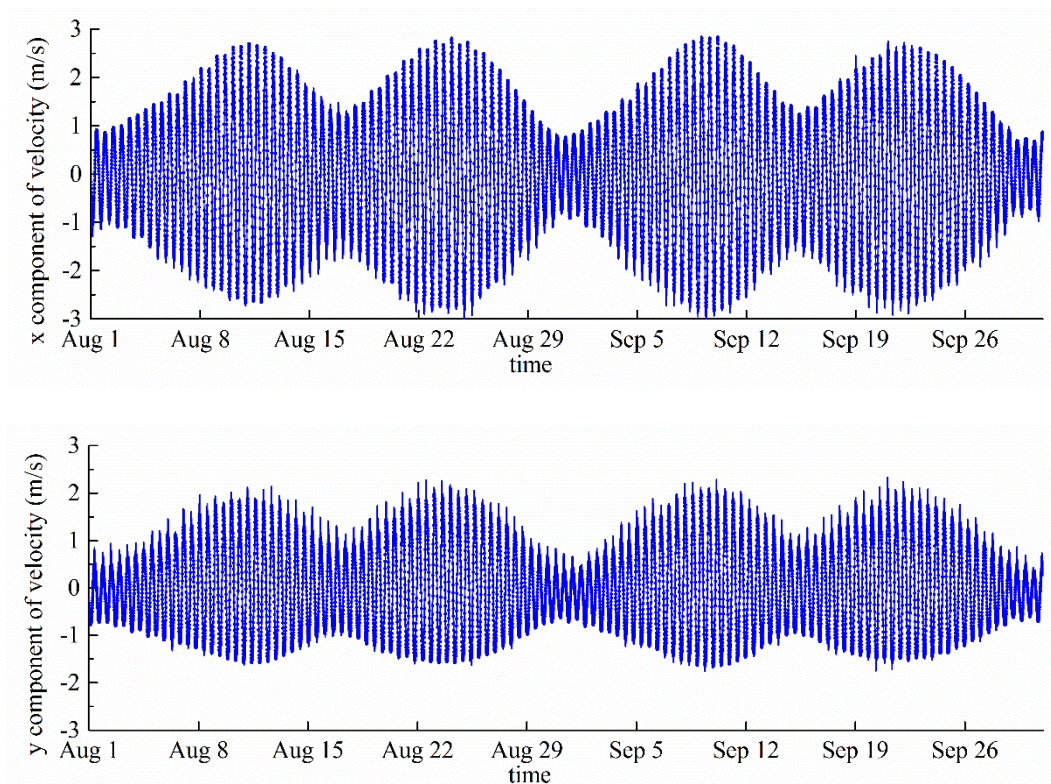


Figure A2.3 Séries chronologiques prédites (points) et calculées (lignes) du courant de marée au point A en août-septembre 2017.



Tableau A2.2 Composantes de marée des vitesses de marée au point A, avec des astérisques montrant les composantes utilisées dans les prévisions.

Composante	Fréquence (°/h)	Demi-grand axe (m/s)	Demi-petit axe (m/s)	Inclinaison (°)	Phase (°)
*MM	0,001512	0,044	-0,003	114,11	21,88
*MSF	0,002822	0,085	0,007	87,80	48,66
*ALP1	0,034397	0,019	-0,004	51,35	252,88
2Q1	0,035706	0,005	0,003	41,64	47,19
Q1	0,037219	0,008	0,006	29,08	158,49
*O1	0,038731	0,026	-0,004	44,15	159,44
NO1	0,040269	0,021	-0,002	64,66	293,75
*K1	0,041781	0,040	-0,005	36,89	291,13
J1	0,043293	0,009	-0,004	33,78	212,66
*OO1	0,044831	0,040	0,013	50,09	123,08
*UPS1	0,046343	0,023	0,001	24,44	340,30
EPS2	0,076177	0,034	0,002	19,03	219,47
*MU2	0,07769	0,196	-0,011	25,74	245,45
*N2	0,078999	0,412	-0,004	33,28	19,23
*M2	0,080511	2,087	-0,055	34,00	49,19
L2	0,082024	0,025	-0,001	40,70	197,00
*S2	0,083333	0,989	-0,002	33,09	95,66
ETA2	0,085074	0,015	-0,006	22,40	312,93
*MO3	0,119242	0,019	0,003	30,03	184,83
M3	0,120767	0,009	0,002	171,55	54,19
*MK3	0,122292	0,016	0,001	26,15	229,08
SK3	0,125114	0,008	0,001	60,17	230,04
*MN4	0,159511	0,055	0,011	26,08	319,09
*M4	0,161023	0,171	0,043	26,43	354,95
*SN4	0,162333	0,023	-0,002	7,77	343,06
*MS4	0,163845	0,111	0,021	13,48	29,63
*S4	0,166667	0,033	-0,002	25,63	56,44
2MK5	0,202804	0,015	0,000	70,24	329,17
2SK5	0,208447	0,009	-0,001	8,10	329,29
*2MN6	0,240022	0,047	-0,008	43,00	1,32
*M6	0,241534	0,077	-0,008	41,31	23,81
*2MS6	0,244356	0,099	-0,024	38,61	82,40
*2SM6	0,247178	0,040	-0,012	43,38	107,52
3MK7	0,283315	0,010	0,000	119,73	114,72
M8	0,322046	0,007	0,005	2,97	331,33



Annexe 3 : Étude de modélisation des ressources marémotrices

A3.1 Vue d'ensemble du modèle hydrodynamique

Un modèle numérique de l'hydrodynamique d'Ouessant a été mis en œuvre et validé sur la base de données de terrain. Le modèle Delft3D-FLOW, développé par Delft Hydraulics, est un code à différences finies qui résout les équations barocliniques de Navier-Stokes et de transport. Il peut être utilisé comme modèle 3D, ou comme modèle 2DH (moyenné verticalement), tel qu'il est utilisé dans les évaluations précédentes de la ressource marémotrice (par exemple Carballo et al., 2009 ; Iglesias et al., 2012) et dans les présents travaux. Les équations de moyenne en profondeur se lisent alors comme suit :

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} + \frac{\partial[(d+\zeta)U]}{\partial x} + \frac{\partial[(d+\zeta)V]}{\partial y} = Q, \quad (\text{A3-1})$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial U}{\partial t} + U \frac{\partial U}{\partial x} + V \frac{\partial U}{\partial y} - fV &= -g \frac{\partial \zeta}{\partial x} - \frac{g}{\rho_0} \int_{-d}^{\zeta} \frac{\partial \rho'}{\partial x} dz + \frac{\tau_{sx} - \tau_{bx}}{\rho_0 (d+\zeta)} + \nu_h \nabla^2 U \\ \frac{\partial V}{\partial t} + U \frac{\partial V}{\partial x} + V \frac{\partial V}{\partial y} + fU &= -g \frac{\partial \zeta}{\partial y} - \frac{g}{\rho_0} \int_{-d}^{\zeta} \frac{\partial \rho'}{\partial y} dz + \frac{\tau_{sy} - \tau_{by}}{\rho_0 (d+\zeta)} + \nu_h \nabla^2 V \end{aligned} \right\}, \quad (\text{A3-2})$$

$$\frac{\partial(\zeta+d)c}{\partial t} + \frac{\partial[(\zeta+d)Uc]}{\partial x} + \frac{\partial[(\zeta+d)Vc]}{\partial y} = D_h \nabla^2 c - \lambda_d (d+\zeta)c + R, \quad (\text{A3-3})$$

où d est la profondeur d'eau locale par rapport à un plan de référence ; U et V représentent respectivement les composantes de vitesse intégrées verticalement dans les directions x et y ; Q représente l'intensité des sources de masse par unité de surface ; f est le paramètre de Coriolis, ν_h est la viscosité turbulente cinématique horizontale, ρ_0 est la densité de référence, ρ' la densité des anomalies, τ_{sx} et τ_{sy} sont les composantes de la tension du vent agissant sur la surface de la mer et τ_{bx} et τ_{by} sont les composantes de cisaillement au fond. Enfin, dans l'équation de transport (équation A2-3), c représente la salinité ou la température, D_h représente la diffusion turbulente horizontale, λ_d représente le processus de désintégration du premier ordre et R le terme source par unité de surface. Les équations A3-1 et A3-2 expriment la conservation de la masse et de la quantité de mouvement ; l'équation A3-3 est l'équation de transport, qui est résolue à la fois pour la salinité et la température.

Pour la discrétisation spatiale, le modèle utilise l'approche Arakawa-C, une grille en quinconce dans laquelle les niveaux d'eau (ζ) sont calculés aux centres des cellules de la grille, tandis que les composantes de la vitesse d'écoulement (U et V) sont définies aux points médians des faces de cellule auxquelles elles sont perpendiculaires. Les valeurs de la profondeur de l'eau aux points de niveau de l'eau correspondent au maximum des profondeurs d'eau aux quatre nœuds de la grille les plus proches ; les profondeurs d'eau aux points de vitesse sont calculées comme la moyenne des profondeurs d'eau aux extrémités de la face cellulaire correspondante.

A3.2 Grilles

La surface couverte par le modèle devrait être suffisante pour inclure tous les effets hydrodynamiques importants et être telle que l'étalonnage et la validation du coefficient de marée et/ou des courants soient possibles.



Afin d'obtenir des résultats à haute résolution sur le site d'intérêt sans coût de calcul trop long, le modèle a été implémenté en mode dit imbriqué, avec deux grilles de calcul comme le montre la Figure A3.1 : une grille plus grossière, couvrant une vaste zone d'environ $1,4 \times 10^5 \text{ km}^2$, et une grille plus fine (imbriquée) pour la zone entourant Ouessant et la zone côtière voisine.

La grille grossière comporte 43 917 cellules de taille variable, allant de $3220 \times 3200 \text{ m}$ à la limite de l'océan à $800 \times 800 \text{ m}$ près de l'île d'Ouessant. La grille plus fine (imbriquée) (voir Figure A3.1) a 13 9714 cellules de taille variable, allant de $480 \times 480 \text{ m}$ à la limite de l'océan à $120 \times 120 \text{ m}$ près de l'île d'Ouessant et de la zone côtière voisine.

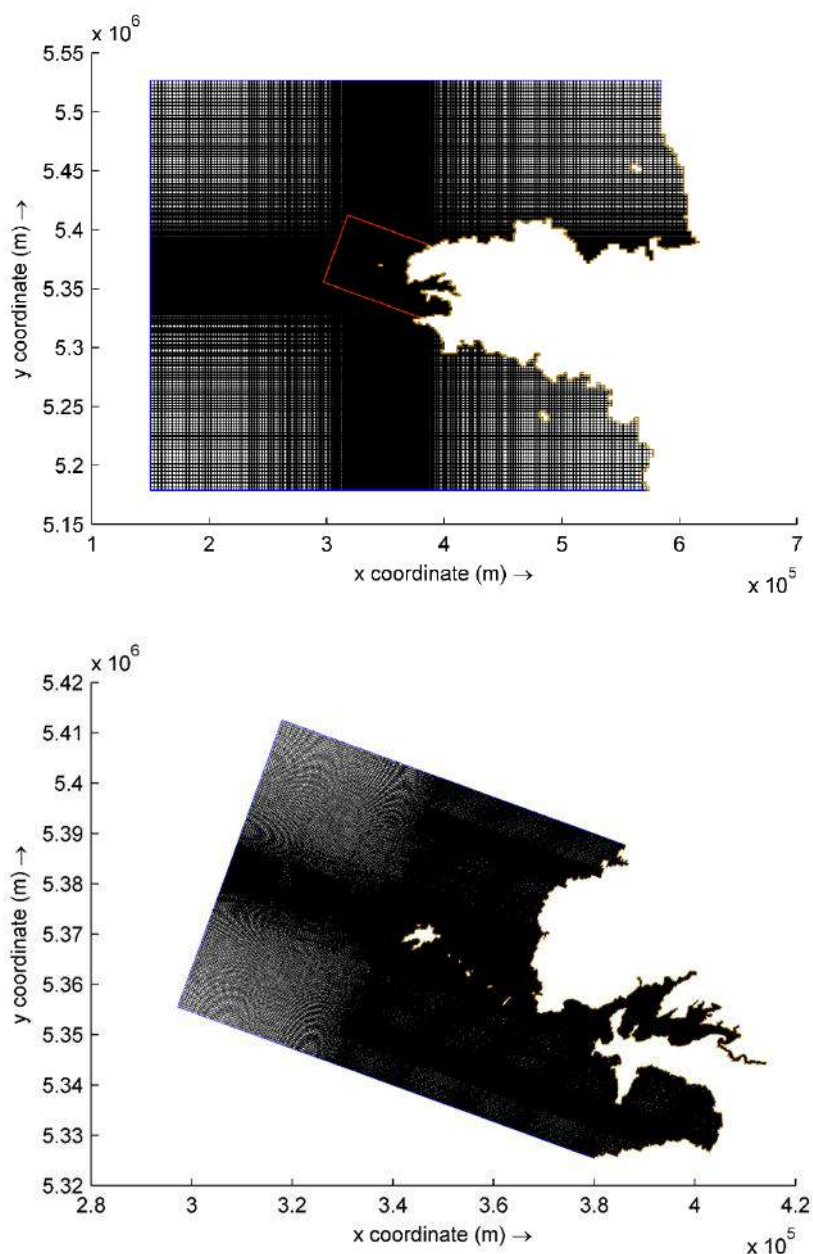


Figure A3.1 Grilles grossière et fine (imbriquée) pour le modèle Delft3D FLOW.



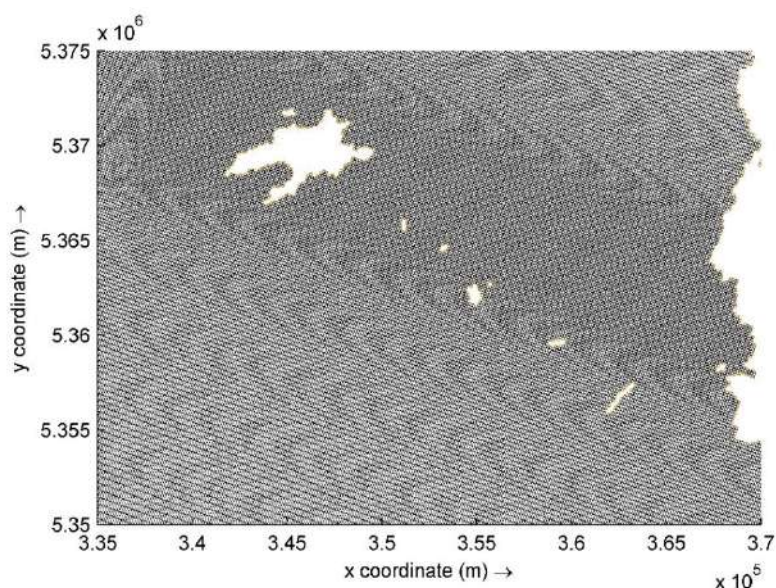


Figure A3.2 Grilles fines (imbriquées) pour le modèle Delft3D FLOW.

A3.3 Conditions de limite

Pour utiliser la résolution de grille requise dans la zone d'intérêt (la zone autour d'Ouessant), des grilles imbriquées sont utilisées, c'est-à-dire l'imbrication du modèle fin dans le modèle grossier.

Conditions de limite ouverte

Les conditions de limite ouverte, c'est-à-dire les niveaux d'eau utilisés pour déterminer la limite océanique du domaine du modèle, sont spécifiées à un nombre limité de points limites. L'interpolation linéaire est utilisée pour générer les conditions de limite intermédiaire le long de la limite. Pour le modèle grossier, les niveaux d'eau utilisés pour délimiter l'océan du domaine du modèle sont spécifiés en termes d'amplitudes et de phases pour les composantes astronomiques en utilisant le modèle mondial de marée océanique TPXO 7.2 (Egbert et al., 1994). Les conditions de limite hydrodynamique du modèle fin sont générées par le modèle grossier. En principe, les conditions de limite imbriquée sont générées par interpolation bi-linéaire des résultats de calcul aux stations de surveillance du modèle global.

Conditions de limite fermée

Une limite fermée est située à la transition entre terre et eau. À une limite fermée, deux conditions de limite doivent être prescrites. Une condition de limite concerne l'écoulement normal jusqu'à la limite et la seconde à la contrainte de cisaillement le long de la limite. Dans ce modèle, pour un débit normal jusqu'à la limite, les vitesses normales à la limite fermée sont mises à zéro. Pour la contrainte de cisaillement le long de la limite, la condition de contrainte de cisaillement tangentielle nulle (glissement libre) est adoptée.

Lieux d'arrivée d'eau douce et données utilisées

Dans la région côtière considérée dans le modèle numérique, le plus grand fleuve est l'Elorn, avec une source dans les Monts d'Arrée, au pied du Tuchen Kador à 300m d'altitude. Après un parcours de 42 km jusqu'à Landerneau, il s'élargit en un grand estuaire qui s'ouvre ensuite sur le port de Brest au pont de Plougastel. Son bassin hydrographique de surface modeste (environ 300 km²) est constitué de roches cristallines, métamorphiques, de schiste et de grès, avec alternance de zones



impermeables et de zones d'arènes granitiques perméables. Il est soumis à un climat océanique. Cela lui donne un débit annuel assez régulier, les basses eaux étant soutenues par le lac réservoir de Drennec. Le débit moyen de l'Elorn n'est que de $5,5 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$, trop faible pour affecter l'hydrodynamique du modèle, de sorte que l'apport d'eau douce est ignoré dans la simulation.

Paramétrisation du frottement de fond

La contrainte de cisaillement du fond due à l'écoulement seul peut être calculée à l'aide de diverses formulations comprenant Chézy, Manning ou White Colebrook. Dans cette simulation numérique, la formule de rugosité de Manning est adoptée pour induire l'influence de la rugosité/friction du fond.

Pour les modèles à haute résolution où la plupart des détails du flux sont résolus par la grille, avec des tailles de grille de dizaines de mètres ou moins, les valeurs de viscosité turbulente et de diffusivité turbulente se situent généralement entre 1 et $10 \text{ m}^2\text{s}^{-1}$. Pour les grandes zones (de marée) avec une grille grossière, c'est-à-dire des tailles de grille de centaines de mètres ou plus, les coefficients varient généralement de 10 à $100 \text{ m}^2\text{s}^{-1}$. Dans les modèles grossiers et fins utilisés dans cette étude, la viscosité turbulente horizontale est fixée à $20 \text{ m}^2\text{s}^{-1}$ et $10 \text{ m}^2\text{s}^{-1}$, respectivement.

Autres paramètres

Les autres paramètres utilisés dans la simulation comprennent les constantes d'accélération dues à la gravité, $g = 9,81 \text{ ms}^{-2}$ et la densité de l'eau, $\rho = 1025 \text{ kgm}^{-3}$. D'autres paramètres, tels que la contrainte du vent, la salinité et la température, auraient une influence extrêmement faible sur l'hydrodynamique et ne sont pas pris en compte dans la simulation numérique.

A3.4 Conditions initiales

Des conditions initiales uniformes pour le niveau d'eau sont utilisées dans le modèle hydrodynamique. Un écart important entre la condition initiale et les conditions de limite au début de la simulation peut entraîner des perturbations des vagues courtes qui se propagent dans la zone du modèle. Le temps nécessaire pour réduire ces perturbations des vagues courtes par dissipation interne, telles que le frottement du fond, peut être assez important, par exemple un ou plusieurs cycles de marée. Les effets d'une divergence entre la condition initiale et les conditions de limite au début de la simulation peuvent être considérablement réduits en appliquant une période de transition de la condition initiale aux conditions de limite réelles. Ici, au moins 7 jours sont ajoutés au temps de simulation avant la période initiale pour réduire ces perturbations par vagues courtes.

A3.5 Étalonnage et validation

Le port de Brest, situé à $4,451^\circ\text{O}$, $48,3829^\circ\text{N}$, se trouve dans la zone de grille la plus fine (imbriquée), avec des données d'observation du niveau de la mer disponibles dans le système d'observation océanique côtier Coriolis Cotier (2018). Le niveau de la mer à Brest peut être facilement modifié en niveau de marée en soustrayant $4,041 \text{ m}$.

Il existe également trois stations marégraphiques de l'OHI (Organisation hydrographique internationale) situées dans la zone de grille plus fine (imbriquée), à Ouessant, au Conquet et à Douarnenez, où les données de marée sont enregistrées et peuvent être utilisées pour la prévision des marées. Ces quatre stations marégraphiques sont représentées sur la Figure A3.3.



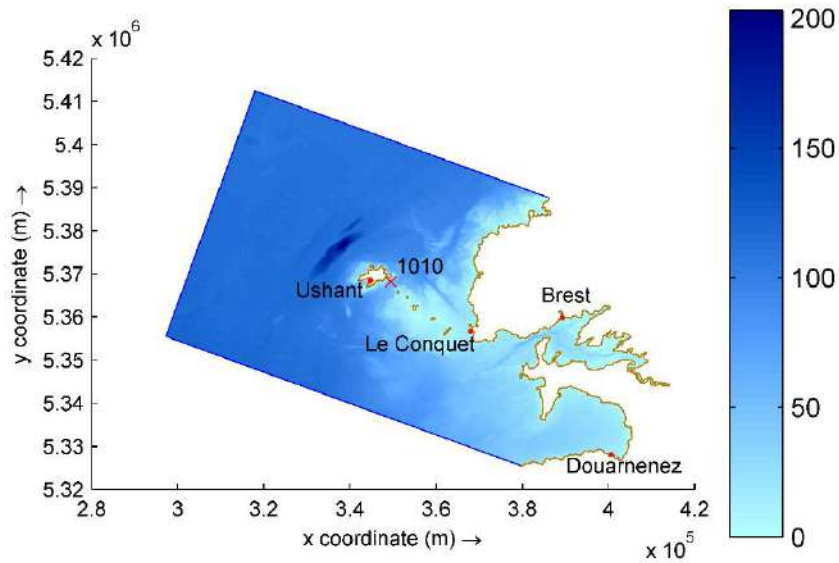


Figure A3.3 Emplacement des points d'observation des marées.

La Figure A3.4 présente la série chronologique des valeurs de coefficient de marée prévues/observées (indiquées sous forme de points) et du coefficient de marée modélisé (trait continu) aux différents marégraphes en août 2017. Notez que sept jours supplémentaires avant cette période ont été ajoutés dans la simulation numérique pour réduire les perturbations par vagues courtes induites par les conditions initiales. On peut voir sur la figure A3.4 que sept jours sont suffisamment longs pour stabiliser le modèle hydrodynamique. Dans les cas suivants, au moins sept jours avant la période d'intérêt sont inclus dans les simulations numériques, bien que les résultats pendant cette période de transition ne soient pas présentés.



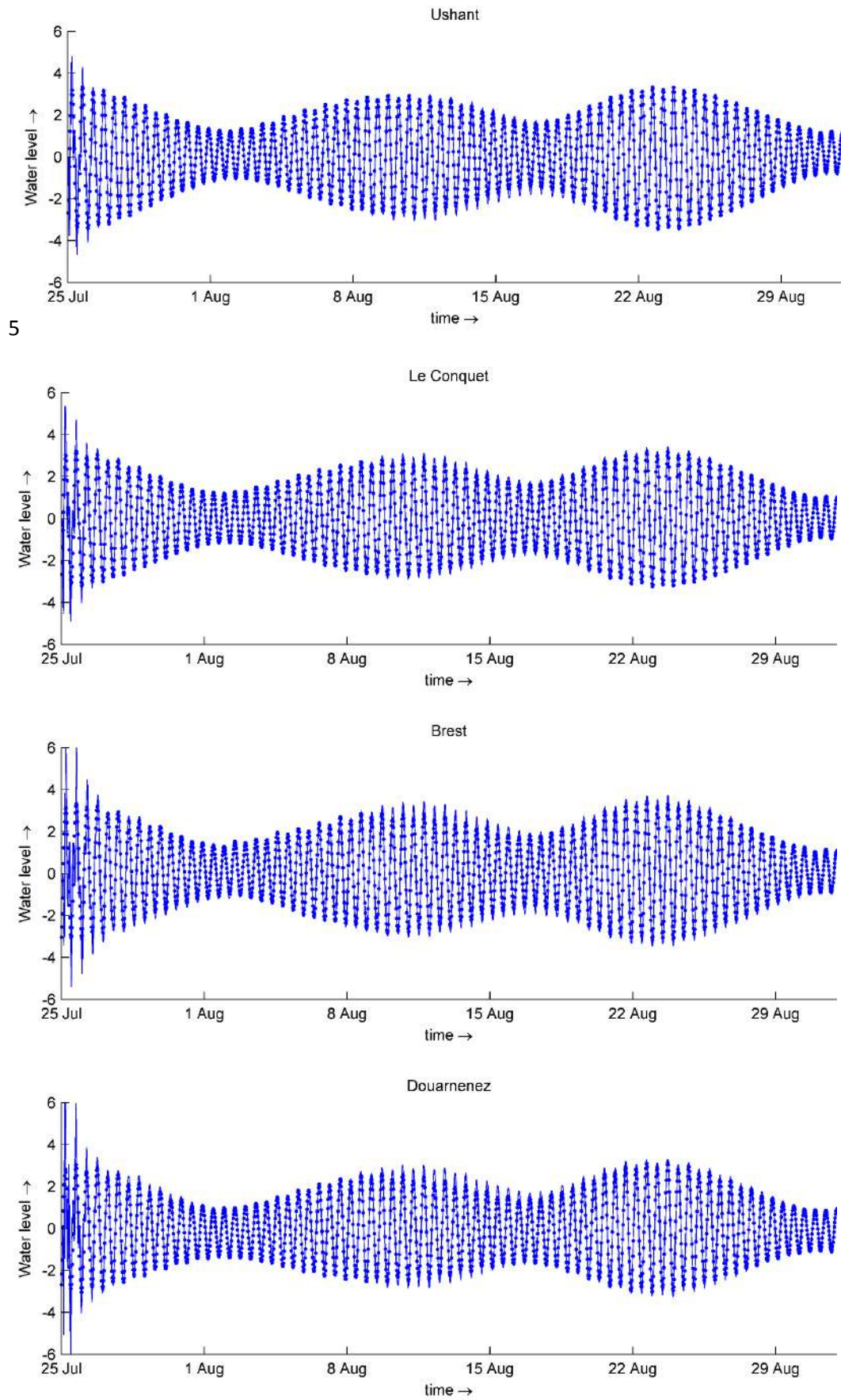


Figure A3.4 Séries chronologiques prédites/observées (points) et calculées (lignes) du coefficient de marée à différents points d'observation en août 2017.



Comme nous l'avons vu précédemment, le courant à 10 m au-dessus du fond marin au point 1010 a été enregistré en mars-avril 1993. Le modèle numérique utilisé dans cette étude étant un modèle 2D à moyenne de profondeur, il n'existe aucune information sur le profil de vitesse du site disponible à partir de la simulation numérique. Cependant, les valeurs à 10 m au-dessus du fond peuvent être calculées à partir de vitesses modélisées pondérées avec la profondeur, en supposant un profil logarithmique vertical dans la colonne d'eau. Ici, la loi des $1/10^{\text{èmes}}$ est utilisée pour décrire la réduction de vitesse avec la profondeur, comme le montre le schéma A3.5, où V_0 est la vitesse à la surface (ms^{-1}), z est la distance au-dessus du fond marin (m), d est la profondeur (m) et V la vitesse correspondante à la distance z au-dessus du fond marin.

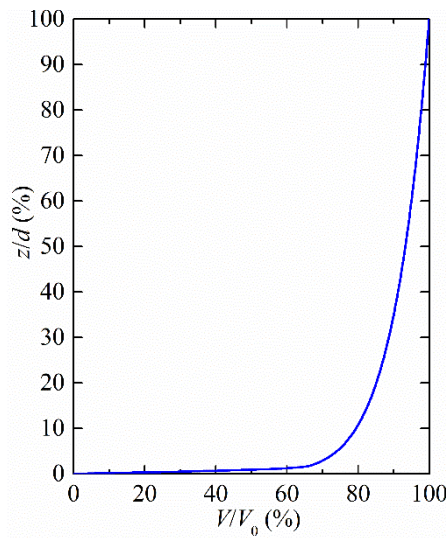


Figure A3.5 Profil du courant de marée.

Selon la loi des $1/10^{\text{èmes}}$, V à la distance z au-dessus du fond peut être écrit comme suit :

$$V = V_0 \left(\frac{z}{d} \right)^{1/10} \quad (\text{A2-4})$$

La vitesse moyenne peut alors être exprimée comme suit :

$$\bar{V} = \frac{1}{d} \int_0^d V_0 \left(\frac{z}{d} \right)^{1/10} dz = \frac{10V_0}{11} \quad (\text{A2-5})$$

Par conséquent, la vitesse actuelle à 10 m au-dessus du fond peut être extrapolée à partir des vitesses pondérées en fonction de la profondeur prévues :

$$V_{10\text{m}} = V_0 \left(\frac{10}{d} \right)^{1/10} = \frac{11}{10} \bar{V} \left(\frac{10}{d} \right)^{1/10} \quad (\text{A2-6})$$

La Figure A3.6 présente des séries chronologiques de l'amplitude et de la direction (en utilisant la convention directionnelle mesurant dans le sens inverse des aiguilles d'une montre depuis l'est) du courant à 10 m au-dessus du fond au point 1010 en mars-avril 1993, montrant les données mesurées sous forme de points et les données modélisées sous forme de ligne continue.



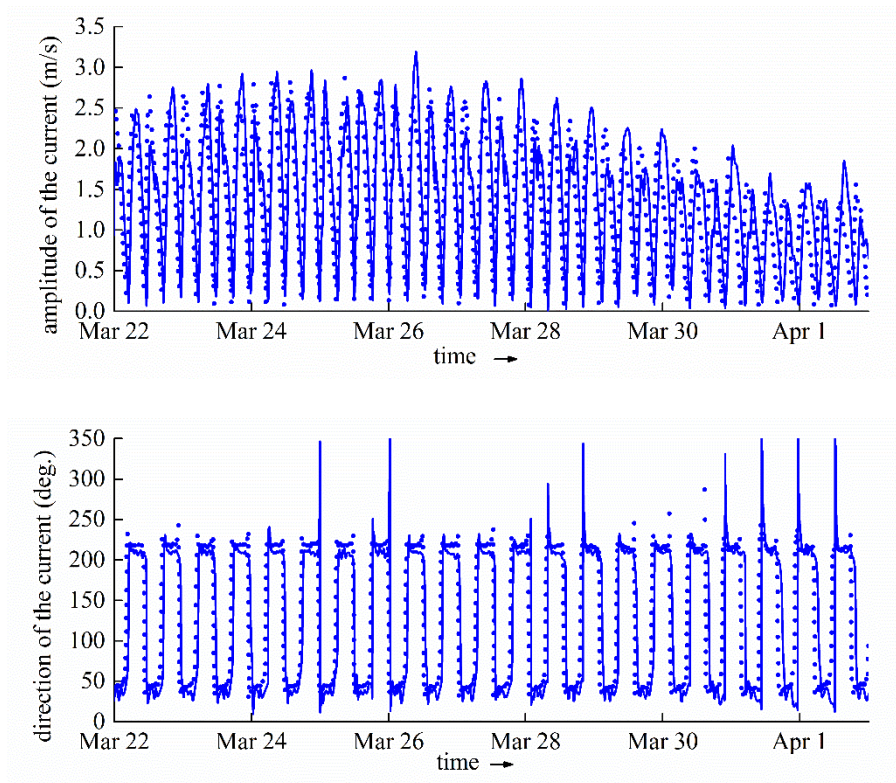


Figure A3.6 Séries temporelles mesurées (points) et calculées (lignes) de l'amplitude et de la direction (convention antihoraire depuis l'est) du courant à 10 m au-dessus du fond au point 1010 en mars-avril 1993.

Les résultats calculés des deux niveaux de marée aux quatre stations marégraphiques et du courant au n ° 1010 concordent bien avec les données prédites/observées, indiquant que le modèle hydrodynamique actuel est efficace pour évaluer l'hydrodynamique des marées autour d'Ouessant.



Annexe 4 : Calculs de production d'énergie des turbines marémotrices

A4.1 Vitesses de marée pondérées

La première étape dans la prévision de la production d'énergie par turbine marémotrice est le calcul des vitesses de marée pondérées. Comme l'illustre la figure A4.1, la vitesse de courant $U_{j,k}$ doit être trouvée pour chaque section verticale de la colonne d'eau, soit par mesure avec un PCED, soit par modélisation 3D. On peut supposer que la vitesse actuelle à l'emplacement k doit être pondérée par la zone correspondante A_k et davantage intégrée dans la zone de capture projetée (Paboeuf et al., 2016). Ceci est traduit mathématiquement par l'équation (A4-1) :

$$U_j = \left[\frac{1}{A} \sum_{k=1}^N (U_{j,k}^3 A_k) \right]^{1/3} \quad (\text{A4-1})$$

où j est le numéro d'index du moment où la mesure est effectuée ; k est le numéro d'index de la position actuelle de mesure / de prédiction du profileur dans la zone de capture projetée ; N est le nombre total de positions actuelles du profileur dans la zone de capture projetée ; A est la surface de capture du projet du rotor en m^2 ; A_k est la surface correspondant à la position de mesure actuelle du profileur k dans la surface projetée en m^2 ; $U_{j,k}$ est le profileur de vitesse du courant effectif (perpendiculaire au plan du rotor) à l'emplacement k .

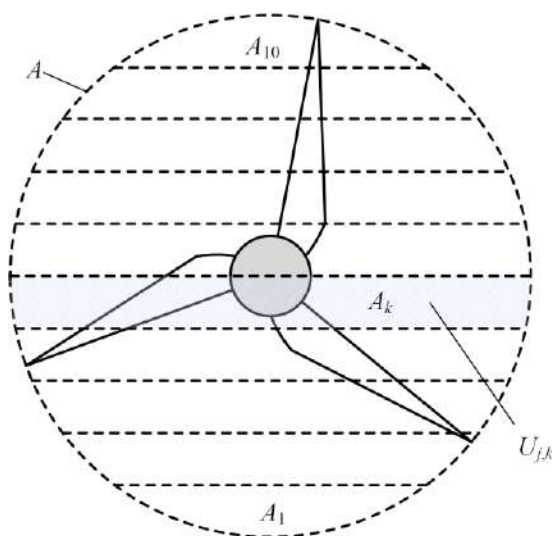


Figure A4.1 Surface de turbine projetée utilisée pour les mesures de vitesse du courant.

Les vitesses de marée pondérées sur le site de la Sabella D10 sont représentées sur la Figure A4.2, où $U_j > 0$ représente le courant de flux, tandis que $U_j < 0$ représente le courant de reflux.



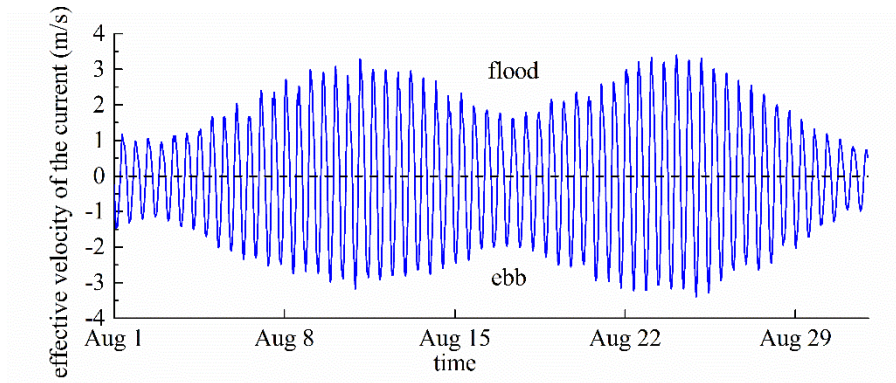


Figure A4.2 Série chronologique des vitesses de marée pondérées.

A3.2 Densité de puissance

La densité de puissance moyenne (APD) disponible sur la surface considérée peut être calculée directement à partir du modèle hydrodynamique, exprimé comme (Legrand et al, 2013) :

$$APD = \frac{1}{2} \rho \bar{U}^3 = 3.167 \text{ kW/m}^2, \quad (\text{A4-2})$$

où U est la vitesse moyenne en cubes écrite comme suit :

$$\bar{U} = \left[\frac{1}{L} \sum_{j=1}^L |U_j|^3 \right]^{1/3} = 1.835 \text{ m/s}, \quad (\text{A4-3})$$

dans laquelle j est l'indice des incréments de 10 min, U_j est la vitesse de marée pondérée obtenue à partir de l'équation Eq. (A4-1) et L est le nombre total d'intervalles de temps.

A3.3 Puissance électrique annuelle

Distribution de vitesse

Une distribution de vitesse pour la vitesse du courant de marée peut être produite à partir d'un histogramme des résultats de l'analyse harmonique, à intervalles de 10 min, avec une taille de réservoir de $0,1 \text{ ms}^{-1}$. Le pourcentage de temps, $f(U_j)$, selon lequel la vitesse se produit dans chaque réservoir est alors calculé. La courbe de distribution de la vitesse pour le site Sabella est illustrée sur le schéma A4.3.

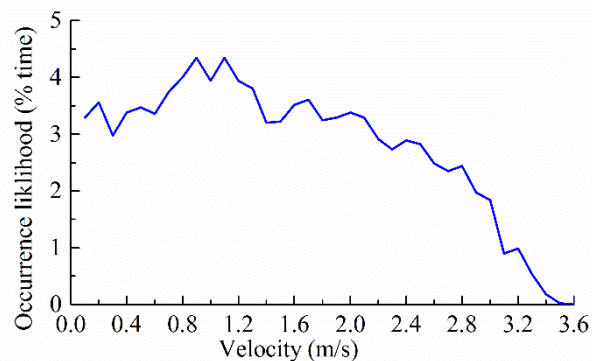


Figure A4.3 Courbe de distribution de vitesse pour le site Sabella.



Puissance électrique par réservoir

On peut supposer que le rendement du rotor passe de 38 % à la vitesse de démarrage pour atteindre 45 % à la vitesse nominale. Pour la Sabella D10, la vitesse de mise en production est de $0,4 \text{ ms}^{-1}$ et la vitesse de coupure de $4,0 \text{ ms}^{-1}$ (Paboeuf et al., 2016). Le tableau A4.1 montre le calcul de la puissance électrique par réservoir, $P(U_i)$ pour le site Sabella D10. Dans l'exemple, le diamètre du rotor est de 10 m, de sorte que la zone balayée A est de $78,54 \text{ m}^2$.

Tableau A4.1 Alimentation électrique par réservoir.

Vitesse moyenne du réservoir	Puissance disponible	Rendement du rotor	Puissance électrique par réservoir
U_i	$P_{av,i}=0.5\rho AU_i^3$	η_R	$P(U_i)=P_{av,i} \eta_R$
ms^{-1}	kW	%	kW
0,05	0,01	0,00	0,00
0,15	0,14	0,00	0,00
0,25	0,63	0,00	0,00
0,35	1,73	0,00	0,00
0,45	3,67	38,10	1,40
0,55	6,70	38,29	2,56
0,65	11,05	38,49	4,25
0,75	16,98	38,68	6,57
0,85	24,72	38,88	9,61
0,95	34,51	39,07	13,48
1,05	46,60	39,26	18,30
1,15	61,22	39,46	24,16
1,25	78,62	39,65	31,17
1,35	99,03	39,85	39,46
1,45	122,71	40,04	49,14
1,55	149,89	40,24	60,31
1,65	180,82	40,43	73,10
1,75	215,72	40,63	87,64
1,85	254,86	40,82	104,03
1,95	298,46	41,01	122,41
2,05	346,77	41,21	142,90
2,15	400,04	41,40	165,63
2,25	458,49	41,60	190,72
2,35	522,38	41,79	218,31
2,45	591,95	41,99	248,54
2,55	667,43	42,18	281,52
2,65	749,07	42,38	317,42
2,75	837,11	42,57	356,35
2,85	931,79	42,76	398,47
2,95	1 033,36	42,96	443,91
3,05	1 142,05	43,15	492,82
3,15	1 258,10	43,35	545,35
3,25	1 381,76	43,54	601,64
3,35	1 513,28	43,74	661,85
3,45	1 652,88	43,93	726,12



La figure A4.4 présente la courbe de puissance électrique de la Sabella D10. Toutes les vitesses moyennes de réservoir sont inférieures à la vitesse nominale de $4,0 \text{ ms}^{-1}$. Par conséquent, la puissance électrique n'atteint pas la puissance nominale constante en aucun point.

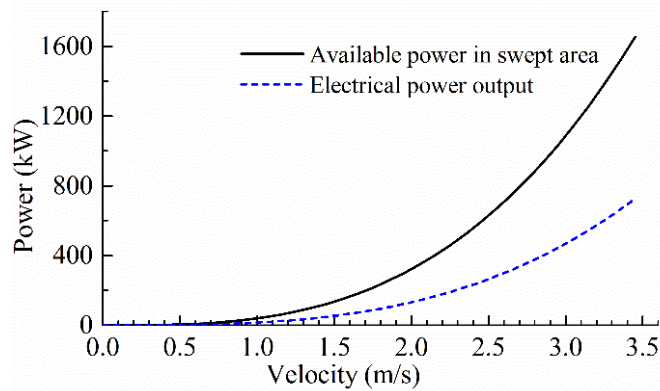


Figure A4.4 Courbe de puissance électrique pour la Sabella D10.

Puissance électrique annuelle moyenne

La puissance électrique annuelle moyenne ($P_{moyenne}$) peut être obtenue en combinant la distribution de vitesse $f(U_i)$ comme indiqué sur la Figure A4.3 avec la puissance absorbée moyenne pour chaque réservoir de vitesse $P(U_i)$ calculée comme décrit dans le Tableau A4.1, en utilisant l'équation suivante (Legrand et al, 2013) :

$$P_{mean} = \sum_{i=1}^{N_B} (P(U_i) f(U_i)) = 104.055 \text{ kW} \quad (\text{A4-4})$$

Le tableau A4.2 présente les résultats du calcul de $P_{moyenne}$.



Tableau A4.2 Calcul de la puissance électrique moyenne.

Vitesse moyenne du réservoir	Probabilité d'occurrence de vitesse	Puissance électrique par réservoir	Puissance électrique annuelle moyenne par réservoir
U_i	$f(U_i)$	$P(U_i)$	$f(U_i) P(U_i)$
ms^{-1}	%	kW	kW
0,05	3,29	0,00	0,00
0,15	3,56	0,00	0,00
0,25	2,98	0,00	0,00
0,35	3,38	0,00	0,00
0,45	3,47	1,40	0,05
0,55	3,36	2,56	0,09
0,65	3,74	4,25	0,16
0,75	4,01	6,57	0,26
0,85	4,34	9,61	0,42
0,95	3,94	13,48	0,53
1,05	4,34	18,30	0,79
1,15	3,94	24,16	0,95
1,25	3,81	31,17	1,19
1,35	3,20	39,46	1,26
1,45	3,23	49,14	1,58
1,55	3,52	60,31	2,12
1,65	3,61	73,10	2,64
1,75	3,25	87,64	2,85
1,85	3,29	104,03	3,43
1,95	3,38	122,41	4,14
2,05	3,29	142,90	4,70
2,15	2,91	165,63	4,82
2,25	2,73	190,72	5,21
2,35	2,89	218,31	6,31
2,45	2,82	248,54	7,01
2,55	2,49	281,52	7,00
2,65	2,35	317,42	7,46
2,75	2,44	356,35	8,70
2,85	1,97	398,47	7,85
2,95	1,84	443,91	8,15
3,05	0,90	492,82	4,41
3,15	0,99	545,35	5,37
3,25	0,54	601,64	3,23
3,35	0,18	661,85	1,19
3,45	0,02	726,12	0,16
Puissance électrique annuelle moyenne, $P_{moyenne}$			104,05



Production d'énergie annuelle

Pour chaque convertisseur d'énergie de courant de marée, la production annuelle d'énergie (AEP) est obtenue en multipliant la $P_{moyenne}$ par les heures disponibles par an :

$$AEP = 8760 A_v P_{mean} \text{ (kWh)} \quad (A4-5)$$

où A_v est le rapport entre le nombre total d'heures pendant une période donnée, à l'exclusion du nombre d'heures pendant lesquelles les convertisseurs d'énergie à courant de marée n'ont pu être utilisés (pour raison de maintenance ou panne), et le nombre total d'heures de la période, exprimé en pourcentage. Si $A_v=80\%$, la production énergétique annuelle (AEP) serait de 729,2 MWh.

