



Interreg



France (Channel Manche) England

RAPPORT DE L'ICE 2.4.3
ÉTUDE DE VALIDATION DE LA METHODOLOGIE
GENERALE DE L'ICE : LUNDY

16/12/22

Calum Harvey-Scholes, Nick Treneary, Victor Kouloumpis, Peter Connor, Oscar Fitch-Roy, Jiangjiao Xu, Sreeram Valsalakumar, Essam Hussain, Mohammad Abusara, Jon Hardwick, Helen C M Smith, Jonathan Williams, Senthilarasu Sundaram



À propos de l'ICE

Soutenu par Interreg VA France (Manche) Angleterre, le projet Intelligent Community Energy (ICE), vise à concevoir et mettre en œuvre des solutions énergétiques intelligentes et innovantes pour les territoires isolés de la Manche. Les îles et les communautés isolées sont confrontées à des défis énergétiques uniques. De nombreuses îles ne sont pas connectées à des systèmes de distribution d'électricité plus larges et sont dépendantes de fournitures d'énergie importées, généralement alimentées par des combustibles fossiles. Les systèmes énergétiques dont dépendent les communautés isolées ont tendance à être moins fiables, plus coûteux et à générer plus d'émissions de gaz à effet de serre (GES) que les systèmes du réseau continental. En réponse à ces problèmes, le projet ICE prend en compte l'ensemble du cycle énergétique, de la production à la consommation, et intègre des technologies nouvelles et établies afin de proposer des solutions innovantes en matière de systèmes énergétiques. Ces solutions seront mises en œuvre et testées sur nos sites de démonstration pilotes uniques (l'île d'Ouessant et le campus de l'Université d'East Anglia), afin de démontrer leur faisabilité et de développer un modèle général pour les systèmes énergétiques intelligents isolés ailleurs. Le consortium ICE réunit des chercheurs et des organisations de soutien aux entreprises en France et au Royaume-Uni. L'engagement auprès des PME permettra de soutenir le déploiement du projet et de promouvoir la coopération européenne.

1 Introduction : objectif du présent rapport

Ce rapport contribue à la réalisation de la tâche 2.4 du projet ICE. L'objectif est de fournir une validation empirique de la « Méthodologie générale de l'ICE » développée dans la tâche 2.1 et présentée dans le rapport T.2.1.2 par l'application à quatre sites alternatifs. L'objectif de la tâche est de considérer comment l'application de la méthodologie peut être affectée par des considérations locales et de suggérer des améliorations à la méthodologie générale si nécessaire.

Les sites sont :

- Chausey, France (rapport 2.4.1)
- Molène, France (ce rapport 2.4.2)
- Lundy, Royaume-Uni (rapport 2.4.3)
- Isles of Scilly, UK (rapport 2.4.4)

Contenu

1	Introduction : objectif du présent rapport	3
2	Transition énergétique intelligente sur l'île de Lundy	5
2.1	Aperçu de l'île.....	5
2.2	Raisons de la sélection	5
2.3	Démographie et localisation.....	5
2.4	Statut économique.....	6
2.5	Aperçu des politiques et des réglementations	6
2.6	Données clés sur la production et l'utilisation de l'énergie.....	10
3	Implications pour la méthodologie générale de l'ICE	11
3.1	Engagement des parties prenantes	11
3.2	Évaluer les perspectives de la demande d'énergie et identifier les options	15
3.3	Perspectives d'approvisionnement en énergie	18
3.4	Évaluation de la fiabilité du système	29
3.5	Le réseau électrique de Lundy	30
3.6	Analyse de scénarios.....	33
3.7	Défis de mise en œuvre.....	48
3.8	Encourager les entreprises locales	50
4	Conclusion.....	54

4.1	Évaluation de la validité - la méthodologie générale s'applique-t-elle dans ce contexte ?	.55
5	Références	56
6	Lundy Annexe 1.....	62
6.1	Évaluation de la ressource solaire	62
6.2	Évaluation des ressources éoliennes	70
6.3	Encourager l'entrepreneuriat local	78

2 Transition énergétique intelligente sur l'île de Lundy

2.1 Aperçu de l'île

Lundy est le cas unique d'une île gérée par le secteur privé, supervisée par une organisation caritative britannique, le Landmark Trust, dont l'objectif est la protection de la faune et du patrimoine de l'île. Lundy est située à 12 miles au large de la côte nord du Devon, au Royaume-Uni, et mesure moins de 5 km de long et 1 km de large. Pour la protection de la faune et de la flore, il n'y a ni routes ni lampadaires et l'île a été donnée au National Trust en 1969. Le mot Lundy est d'origine nordique et signifie « île aux macareux » ; il s'agit de la plus grande colonie d'oiseaux marins du sud-ouest du Royaume-Uni, après avoir survécu à une crise des couples reproducteurs dans les années 1990, principalement due aux rats prédateurs qui se nourrissaient des nids des oiseaux. Les efforts combinés du National Trust, de la RSPB, de Natural England (à l'époque English Nature) et du Landmark Trust dans le cadre du « Seabird Recovery Project » (projet de rétablissement des oiseaux de mer) pour rendre l'île sans rats ont permis de tripler le nombre total d'oiseaux de mer sur l'île. (Lundy Field Society, 2016). En outre, la mer autour de Lundy a été désignée comme la première zone de conservation marine (MCZ) du Royaume-Uni en 2010.

2.2 Raisons de la sélection

Lundy a des défis communs à de nombreuses petites îles en ce qui concerne sa transition énergétique durable : la petite échelle de la demande énergétique, les grandes variations saisonnières de la demande, l'absence d'une chaîne d'approvisionnement conventionnelle et les restrictions patrimoniales sur le développement. Lundy diffère des autres sites de cette étude de validation en ce que l'île est une propriété privée, appartenant au Landmark Trust, ce qui présente des défis uniques pour les parties prenantes et la mise en œuvre. De plus, les protections environnementales de l'île limitent le type et l'échelle des interventions. Les besoins en électricité de l'île sont satisfaits par une petite centrale électrique comprenant trois moteurs diesel Cummins séries B et C d'une capacité de 140 kW, 140 kW et 80 kW.

2.3 Démographie et localisation

Situé au large de la côte nord du Devon, au Royaume-Uni, Lundy est considéré comme faisant partie du district de Torridge. En 2007, la population résidente était de 28 personnes. Il s'agit des personnes nécessaires au fonctionnement et à l'entretien de l'île en tant que destination environnementale et touristique et comprend un directeur, un garde, un gestionnaire de l'île, un agriculteur, le personnel du bar et de l'entretien ménager, et des bénévoles. Leurs résidences se trouvent dans ou près du village au sud de l'île. Il existe également 23 propriétés de vacances et un camping pour les visiteurs qui passent la nuit sur l'île. Selon le rapport annuel 2017 de la Lundy Field Society Archive, « plus de 18 000 personnes visitent l'île chaque année en vacances ou en excursion d'une journée, en naviguant sur le navire de passagers et de ravitaillement de l'île, le MS Oldenburg, ou en faisant l'aller-retour en hélicoptère pendant les mois d'hiver ». (Lundy Field Society, 2016).

Les liens de Lundy avec le continent où les visiteurs et les fournisseurs de marchandises proviennent du continent britannique, y compris le diesel nécessaire à ses générateurs. La liaison par la mer est le principal moyen de transport, avec 96 des 100 traversées prévues (11 à pleine capacité) au cours d'une année type et le transport d'environ 16 870 passagers sur l'année. Pendant l'hiver, un service d'hélicoptère réalise 33 des 36 vols programmés au cours d'une année type et transporte 1283 passagers, ce qui porte la fréquentation totale du navire et de l'hélicoptère à 18 153.

Lundy doit protéger et surveiller ses espèces végétales et animales rares. Elle a pour objectif à long terme de devenir plus autosuffisante en matière d’approvisionnement en eau, de gestion des déchets et d’énergie. L’impact des conditions météorologiques est direct, car Lundy est exposé aux éléments et, à ce titre, les impacts potentiels qui découleront du changement climatique doivent être pris en compte lors de la planification.

2.4 Statut économique

En raison de l’importance environnementale et du caractère particulier de l’île, Lundy dépend du tourisme. Le Landmark Trust propose la location d’un large éventail de bâtiments, dont un château du XIIIe siècle, une villa de gentilhomme de la fin de l’époque géorgienne, un phare, un poste de surveillance de l’Amirauté et un chalet de pêcheur. La majorité des bâtiments sont construits à partir du granit clair que l’on trouve sur place. Les installations comprennent le chauffage et certains feux ouverts et poêles, des baignoires ou des douches, l’eau courante chaude et froide, le tout-à-l’égout, le gaz et l’électricité (sauf le guet de l’Amirauté). Il n’y a pas de téléphone dans les propriétés et la couverture du réseau de téléphonie mobile est limitée sur l’île.

2.5 Aperçu des politiques et des réglementations

Les sous-sections suivantes résument les informations politiques et réglementaires pertinentes du rapport T1.1.2 de l’ICE (Fitch-Roy et Connor, 2018) couvrant les voies d’accès au marché pour les énergies renouvelables, l’accès au réseau et aux réseaux et les autorisations sociales et environnementales.

2.5.1 Les voies d’accès au marché : Production, achat et rémunération des énergies renouvelables

Politiques de rémunération de la production d’énergie renouvelable

Après la fermeture progressive aux nouveaux projets du système de quotas d’obligations en matière de renouvelables (RO) en mars 2017, et la fermeture du Feed-In Tariff aux nouveaux entrants en avril 2019, il n’existe plus qu’un seul mécanisme principal de soutien financier pour l’électricité renouvelable au Royaume-Uni : les contrats de différence.

Contrats de différence

Conçu en 2011 comme un élément de la réforme du marché de l’électricité (EMR), le mécanisme des contrats pour la différence (CfD) est le principal instrument de soutien financier du Royaume-Uni pour la production à grande échelle « à faible émission de carbone », y compris les énergies renouvelables (DECC, 2011). Cet instrument est une forme de prime progressive, conçue pour offrir un paiement en plus des revenus du marché de gros de l’électricité jusqu’à un « prix d’exercice » fixe. Le prix d’exercice est fixé par des appels d’offres concurrentiels. (Fitch-Roy et Woodman, 2016). Les enchères CfD organisées jusqu’à présent ont permis la participation d’une série de technologies d’énergie renouvelable divisées en deux catégories : les technologies plus ou moins matures. L’éolien terrestre a été exclu des deuxième et troisième enchères en raison d’un engagement politique du parti politique au pouvoir. Les ventes aux enchères ont permis de contracter un grand volume d’énergie renouvelable, principalement de l’énergie éolienne offshore. (DECC, 2015 ; BEIS, 2017). Il est peu probable qu’un projet adapté à Lundy soit économiquement viable dans le cadre du CFD.

2.5.2 Accès au réseau et connexion au réseau

Les producteurs obtiennent l'accès aux réseaux électriques britanniques par le biais de contrats conclus soit avec le GRT, dans le cas de grandes installations raccordées au réseau de transport, soit avec l'un des 14 propriétaires de réseaux de distribution (DNO). En ce qui concerne les petits producteurs en particulier, le coût, le temps nécessaire, la transparence et la difficulté d'obtenir une offre de connexion au réseau - et ensuite d'obtenir une connexion fonctionnelle - auprès des DNO ont posé quelques problèmes à certains producteurs, notamment les petits producteurs d'énergie renouvelable. L'autorité de régulation s'est toutefois efforcée de rendre le processus plus efficace, mais elle n'a pas réussi à ce jour, ce qui l'a amenée à envisager des mesures punitives. (Ofgem, 2014, 2017).

2.5.3 Permis sociaux et environnementaux, licences et aménagement du territoire

En vertu de la loi sur l'aménagement du territoire (1990), les autorités locales de planification sont chargées de délivrer des permis aux développements dont la capacité installée est inférieure à 50 MW. Le niveau d'engagement local requis pour obtenir l'autorisation de construire de nouvelles installations renouvelables signifie que la politique de planification au Royaume-Uni tend à favoriser les projets qui sont soit entièrement ou partiellement détenus par des initiatives communautaires. Depuis 2015, la nécessité de l'implication locale dans l'approbation des zones pour l'énergie éolienne en particulier, a été explicite, ce qui rend le développement de l'énergie éolienne très difficile dans de nombreuses zones, établissant une division claire entre l'énergie éolienne terrestre et les autres technologies d'énergie renouvelable (DCLG, 2015 a ; Smith, 2016). Toutefois, certaines possibilités de très petites installations sur des bâtiments existants subsistent dans le cadre de ce que l'on appelle les « droits de développement autorisés »... (Smith, 2016). Pour les projets de plus de 50 MW, la loi sur l'urbanisme (2008) permet aux décisions d'être prises par le ministre responsable avec la contribution des autorités locales de planification par le biais d'une consultation formelle. (DCLG, 2015b).

2.5.4 Politique en matière de «réseaux intelligents

Le Royaume-Uni a mis en œuvre ou est en train de mettre en œuvre un certain nombre de changements politiques et réglementaires dans le but de promouvoir un système énergétique « intelligent et flexible ». (BEIS, 2021). Le gouvernement, les régulateurs et d'autres parties prenantes considèrent que la mise en place de réseaux plus intelligents est essentielle pour faciliter l'augmentation des volumes de technologies intermittentes et distribuées à faible émission de carbone, en permettant l'adoption à l'échelle du système de nouvelles technologies « intelligentes », une gestion plus active du réseau et l'ouverture des marchés aux services et aux technologies qui comprendront de plus en plus de mesures liées à la demande. (Jenkins, Long et Wu, 2015). Le gouvernement britannique a déjà pris un certain nombre de mesures pour faciliter le changement de la réglementation des marchés et des réseaux au Royaume-Uni afin de répondre aux besoins de la transition vers une économie à faible émission de carbone, et nombre de ces mesures auront des répercussions sur les possibilités d'accroître l'intelligence des réseaux. Le gouvernement, en partenariat avec l'Ofgem, l'autorité de régulation des marchés de l'énergie, a créé le Smart Grid Forum (SGF) en 2014. Le SGF a travaillé en étroite collaboration avec les parties prenantes du secteur de

l'électricité pour concevoir des actions visant à identifier tous les domaines nécessitant une action pour faciliter l'évolution du réseau intelligent.

2.5.5 Politique pour les futurs réseaux intelligents

Les actions significatives déjà entreprises comprennent un changement des structures d'incitation pour les entreprises de transport et de distribution, pour essayer de stimuler une plus grande innovation dans les réseaux et permettre une plus grande flexibilité en termes d'investissement et de retour sur les approches de gestion des réseaux intelligents plutôt que de simplement étendre les réseaux physiques. L'Ofgem autorise également les entreprises de réseau à engager des dépenses supplémentaires pour l'innovation dans les réseaux par le biais de divers programmes, notamment le Low Carbon Network Fund (Fonds pour les réseaux à faible intensité carbonique), l'Electricity Network Innovation Competition (ENIC, concours pour l'innovation dans les réseaux électriques) et le Network Innovation Allowance (NIA, allocation pour l'innovation dans les réseaux). Leur objectif est essentiellement de permettre aux entreprises de réseau d'explorer des solutions plus intelligentes pour intégrer de grands volumes de technologies à faible émission de carbone, tout en minimisant les coûts et en maintenant la fiabilité. (Connor *et al.*, 2014 ; Jenkins, Long et Wu, 2015)..

Le gouvernement a récemment annoncé des changements qui auront d'autres implications significatives pour les réseaux de distribution, avec l'annonce que le modèle actuel, largement passif, de propriétaire de réseau de distribution (DNO) passera à un modèle plus actif de « gestionnaire de réseau de distribution » (DSO). (Ofgem, 2019 ; BEIS, 2021). Le projet Open Networks est une initiative du secteur de l'énergie visant à déterminer les changements nécessaires, notamment l'interaction changeante entre la transmission et la distribution, l'impact sur les consommateurs et les questions de tarification, ainsi que la transition de DNO à DSO. (Energy Networks Association, 2020). Le modèle DSO est commun à toute l'Europe et l'évolution du rôle des DNO est considérée comme essentielle pour permettre la mise en place de nombreuses caractéristiques susceptibles d'être essentielles aux réseaux intelligents au Royaume-Uni. (Xenias *et al.*, 2014 ; BEIS, 2021). Pour l'essentiel, les DNO conserveraient leurs responsabilités actuelles, mais auraient accès à un plus large éventail d'approches de gestion active du réseau et devraient collaborer plus étroitement avec l'exploitant du réseau et les propriétaires de réseaux de transport. Le Royaume-Uni s'est engagé dans un effort national visant à remplacer tous les compteurs d'électricité et de gaz des particuliers et des petites entreprises par des compteurs intelligents d'ici 2020. L'objectif est de faire baisser les coûts systémiques en réduisant les coûts des fournisseurs, en favorisant l'efficacité énergétique et en permettant des approches nouvelles et innovantes de la gestion du réseau, comme l'agrégation et les tarifs en fonction de l'heure de consommation. Il existe toutefois des obstacles importants à la maximisation des avantages, car certains dépendent du changement de comportement et d'autres de l'accès aux données générées par les compteurs intelligents par des entreprises qui n'y ont pas accès actuellement. Le déploiement des compteurs intelligents a également connu des retards et il reste donc du chemin à parcourir pour permettre la mise en œuvre de certaines initiatives clés en matière d'énergie intelligente découlant des compteurs intelligents. Il existe des obstacles supplémentaires à la concrétisation de certains services potentiels du réseau intelligent. Les autres actions prévues sont les suivantes (BEIS, 2021) :

- Faciliter la flexibilité des consommateurs en
 - Permettant la construction de bâtiments intelligents

- Favorisant les véhicules électriques intelligents
- Permettant des solutions énergétiques locales intelligentes
- Supprimer les obstacles à la flexibilité du réseau grâce au stockage et à l'interconnexion de l'électricité
- Réformer les marchés pour récompenser la flexibilité
 - D'ici 2025, l'OCSE sera prêt pour le « net zéro », c'est-à-dire qu'il disposera des marchés et des outils nécessaires pour exploiter en toute sécurité un système à zéro émission de carbone.
 - Le gouvernement et l'Ofgem veilleront à ce qu'une gouvernance appropriée soit en place pour mettre en place des marchés de flexibilité coordonnés et efficaces.
 - Veiller à ce que les technologies de flexibilité puissent concourir efficacement dans des structures de marché qui stimulent l'investissement dans les technologies à faible émission de carbone et garantissent l'adéquation des capacités.
 - Une approche normalisée du suivi et du rapport sur le carbone sera mise en œuvre.
 - Les utilisateurs du réseau recevront de meilleurs signaux de prix par le biais des dispositions relatives à l'accès au réseau et à la tarification pour savoir où s'installer sur le réseau.

Il est probable que le besoin d'actions supplémentaires au-delà de cette liste apparaîtra au fur et à mesure que l'expérience de l'amélioration de l'intelligence systémique se développera et que certaines options feront leurs preuves ou seront rejetées par les différents groupes de parties prenantes. Cette large sélection de politiques globales et de changements réglementaires est pertinente dans le cas de nombreux sites, mais toutes ne seront pas pertinentes pour Lundy. Le potentiel d'initiatives du côté de la demande est susceptible d'être limité au-delà des améliorations de l'efficacité énergétique, il existe un potentiel pour le Landmark Trust d'agir en tant que producteur à partir de différentes technologies, ou par le biais d'un accord de « câbles privés », d'utiliser des systèmes de stockage pour maximiser le gain de la production renouvelable, de devenir un opérateur de mini-réseau ou de gérer sa propre consommation de manière plus rentable. Les décisions concernant toutes ces actions seraient généralement influencées par les options que le marché permet, mais cela peut ne pas s'appliquer en raison de la propriété de structures sur l'île par le Landmark Trust. L'architecture réglementaire plus large, les coûts des licences, la disponibilité de nouvelles opportunités de marché et l'émergence de nouveaux acteurs ou la divergence des acteurs établis pour les exploiter doivent cependant être pris en compte.

2.5.6 Des marchés énergétiques plus intelligents

L'Ofgem a annoncé un nouveau programme - Smarter Energy Markets (SEM, Des marchés énergétiques plus intelligents) - en 2013, dans le but de réformer le marché de l'électricité au sens large et de permettre des approches intelligentes qui amélioreraient la concurrence et renforceraient la protection des consommateurs. (Ofgem, 2013). L'amélioration du DSR et les nouveaux produits et services entrent dans cette catégorie mais sont susceptibles d'être moins pertinents pour Lundy, qui est effectivement un système de fourniture d'énergie à câbles privés.

2.6 Données clés sur la production et l'utilisation de l'énergie

Système électrique de Lundy

La production d'électricité sur Lundy est assurée par une centrale de production combinée de chaleur et d'électricité alimentée au diesel sur l'île ; il n'y a pas d'interconnexion avec le continent. Les trois générateurs primaires ont été installés en 2000 par un entrepreneur externe, avec des capacités de 140 kW, 140 kW et 80 kW. En général, seuls un ou deux fonctionnent en même temps, le troisième moteur servant de réserve en cas d'arrêt imprévu du ou des autres moteurs. Les moteurs tournent en moyenne 18 heures par jour, de 6h à 12h, avec un arrêt forcé pendant la nuit, en partie à cause du bruit des moteurs, en partie pour économiser du carburant et dans le cadre du mode de vie que l'île offre à ses hôtes, souvenir d'une époque où l'électricité n'était pas facilement disponible. Le réseau électrique de Lundy appartient au National Trust, propriétaire de l'île, et est géré par le Landmark Trust, qui loue l'île. Le réseau est généralement triphasé, 400 volts, avec quelques dérivations biphasées par endroits.

En raison du petit nombre de résidents et de la nature particulière de l'île, il n'a pas été possible d'accéder aux statistiques de production et d'utilisation de l'énergie. Celles-ci devront être obtenues à partir d'un voyage sur le terrain et de visites spéciales du site, ce que la pandémie de la Covid-19 a rendu impossible. L'information principale et la plus importante concernant Lundy est que l'île n'est pas connectée au réseau national, elle possède sa propre production d'électricité, une petite centrale électrique comprenant trois moteurs diesel Cummins des séries B et C, offrant une alimentation triphasée d'environ 150 kVA à la plupart des bâtiments de l'île. La chaleur résiduelle des chemises des moteurs est utilisée pour une conduite de chauffage urbain et il est également prévu de collecter la chaleur résiduelle des gaz d'échappement des moteurs pour l'injecter dans le réseau de chauffage urbain afin d'améliorer encore son utilité. (Green, 2005). L'électricité est normalement coupée entre 00h00 et 06h30. (Landmark Trust, 2016). En ce qui concerne les poêles et les feux ouverts mentionnés dans la section précédente, le combustible est disponible dans le seul magasin local.

Il existe une expérience limitée des énergies renouvelables sur Lundy. Une publication (Infield et Puddy, 1984) de 1984 décrit l'installation d'une éolienne Windmatic de 55 kW en 1982 qui a permis de réduire la consommation de diesel de 60 gallons à 5 gallons pendant une période de deux semaines autour de Noël. Bien sûr, ces informations sont dépassées, mais il est utile de connaître les efforts antérieurs d'utilisation des énergies renouvelables sur l'île. En ce qui concerne les projets d'énergie renouvelable à plus grande échelle, on peut noter que le parc éolien offshore Atlantic Array d'une capacité de 1,2 GW proposé dans le canal de Bristol, un développement de RWE Npower Renewables, a été annulé en novembre 2013.

3 Implications pour la méthodologie générale de l'ICE

La présente section examine l'applicabilité et la pertinence des sept éléments clés de la méthodologie générale (MG) de l'ICE, élaborée dans le rapport T2.1.2 de l'ICE, ainsi que les défis qu'ils peuvent poser. (Matthew *et al.*, 2018).

3.1 Engagement des parties prenantes

La MG de l'ICE identifie deux domaines d'importance pour l'engagement des parties prenantes. Le premier est l'objectif de l'engagement et le second est un aperçu de quelques grandes lignes directrices pour les pratiques d'engagement.

L'objectif de l'engagement des parties prenantes est parfois considéré en termes purement instrumentaux, c'est-à-dire comme un moyen d'obtenir le consentement du public pour un changement technologique ou organisationnel particulier. Cependant, un changement de l'ampleur de la transition énergétique intelligente sur une île isolée nécessite une approche plus profonde, plus participative et plus délibérative, dans laquelle les objectifs de la transition et les décisions sur les moyens d'atteindre ces objectifs sont le résultat d'une discussion ouverte et inclusive entre toutes les parties intéressées ou affectées. La prise en compte d'approches adaptées aux différents groupes d'intérêt est essentielle pour créer un tel engagement significatif.

La MG de l'ICE suggère fortement que plus l'engagement se fait en amont, ou plus tôt dans le processus décisionnel, plus la confiance entre les promoteurs du projet et la communauté est grande et, en fin de compte, plus l'engagement est constructif. La MG de l'ICE considère les communautés locales non pas comme un obstacle à surmonter, mais plutôt comme une source de connaissances et de légitimité. L'engagement est une relation continue qui ne s'arrête pas à la fin d'un projet.

3.1.1 Aperçu des principes essentiels de la MG

Par conséquent, la MG :

1. Reconnaît la diversité des raisons qui motivent le soutien et l'opposition à diverses options technologiques en matière d'énergies renouvelables.
2. cherche à garantir que les communautés disposent de la plus grande liberté possible pour définir le défi de la durabilité et identifier les actions souhaitables au niveau local.
3. privilégie les approches de coproduction, dans lesquelles les experts (locaux) (par exemple, les décideurs politiques, les développeurs de technologies et de projets) et les publics sont réunis pour définir conjointement les problèmes et les solutions potentielles.
4. Tient compte des besoins des différents groupes d'intérêt, afin de parvenir à une participation inclusive et globale du public tout au long du processus d'implantation des infrastructures énergétiques.
5. S'engage continuellement auprès des parties prenantes tout au long et au-delà de la durée du ou des projets.

3.1.2 Limites de cette étude

L'engagement des parties prenantes n'a pas été possible dans le cadre de cette étude en raison de contraintes de temps et de ressources, et a été sérieusement compliqué par la pandémie de la Covid-19 à partir de février 2020. Nous avons pu intégrer certains objectifs à partir de documents accessibles au public et par le biais d'une communication limitée avec le directeur général de l'île.

3.1.3 Principes directeurs et considérations

Il n'existe pas d'approche unique recommandée pour l'engagement du public sur les questions énergétiques et les données de cas suggèrent que les exercices d'engagement du public ont tendance à être plus efficaces lorsqu'ils reflètent les caractéristiques à la fois du projet et de la zone locale (Alexander, Wilding et Jacomina Heymans, 2013 ; de Groot et Bailey, 2016 ; Dwyer et Bidwell, 2019).. Plus précisément, il existe au moins cinq domaines à prendre en considération :

- Sensibilisation et attention à l'énergie locale et à l'histoire de l'engagement public.
- Compréhension et prise en compte appropriée de la diversité et de la différence
- Adapter les approches de la participation à l'ensemble de la communauté et à des groupes spécifiques.
- Assurer un flux bidirectionnel d'informations et l'intégration des contributions des parties prenantes.
- Flexibilité, transparence et négociation de bonne foi lors des discussions et de la détermination des avantages pour la communauté.

Une considération importante est de savoir si l'île a eu des expériences antérieures avec les processus d'engagement et les projets énergétiques, et comment celles-ci peuvent influencer les perceptions des nouveaux projets (Alexander, Wilding et Jacomina Heymans, 2013 ; Papazu, 2016). Par exemple, l'échec d'un projet d'éoliennes à Ouessant a suscité un scepticisme local à l'égard de l'énergie éolienne sur l'île. Les processus d'engagement doivent également prendre en compte les questions plus larges que les communautés insulaires considèrent comme importantes afin que, dans la mesure du possible, les projets énergétiques améliorent le tissu économique, social et culturel des îles et limitent tout effet négatif. (Devine-Wright, 2009 ; de Groot et Bailey, 2016). Les questions plus larges que les processus d'engagement peuvent prendre en compte comprennent : les opportunités d'emploi, la réduction de l'exode des jeunes résidents, la protection des secteurs économiques existants tels que le tourisme et la garantie que les projets respectent les environnements naturels et culturels locaux. (Gross, 2007 ; de Groot et Bailey, 2016). Il est également essentiel de comprendre les besoins énergétiques des populations pour s'assurer que les projets énergétiques contribuent positivement au bien-être des résidents, à la sécurité énergétique et à l'accès à l'énergie.

Les processus d'engagement doivent également refléter le caractère diversifié des communautés insulaires et le potentiel de différences d'opinion entre les résidents permanents et à temps partiel, les visiteurs, et entre les différents secteurs économiques, tels que la pêche, l'agriculture et le tourisme (Colvin, Witt et Lacey, 2016 ; Dwyer et Bidwell, 2019). Des stratégies et des méthodes d'engagement différentes peuvent également être nécessaires pour s'engager avec des groupes qui, pour diverses raisons, peuvent être réticents ou incapables de participer à certains types d'activités d'engagement. Les questions de représentativité doivent également être prises en compte afin, par

exemple, de parvenir à des jugements raisonnés sur la manière de prendre en compte les points de vue des propriétaires de résidences secondaires par rapport à ceux des résidents à vie ou autres résidents permanents. La compréhension des structures sociales locales, des relations de pouvoir et des différences de valeurs est souvent essentielle pour gagner la confiance et la coopération des communautés locales. Les stratégies d'engagement doivent en outre intégrer des mécanismes permettant aux groupes d'exprimer des points de vue disparates et de gérer les désaccords. Ces défis peuvent être particulièrement prononcés dans les communautés insulaires, car certains groupes (comme les résidents à temps partiel) peuvent être difficiles à contacter, et parce que le risque de divisions est aggravé si les processus d'engagement ne prêtent pas une attention particulière à la dynamique sociale des petites communautés. (Colvin, Witt et Lacey, 2016).

Les stratégies de participation doivent encourager une implication équitable ; cependant, les techniques utilisées doivent tenir compte à la fois de la communauté insulaire dans son ensemble et des besoins et préférences de groupes spécifiques. Des recherches antérieures indiquent que les processus d'engagement plus intenses ne sont pas toujours populaires ou réussis. Parfois, les individus n'ont pas le temps, la confiance ou les compétences nécessaires pour jouer un rôle plus actif dans le débat et la prise de décision sur les propositions, et tout le monde ne souhaite pas être impliqué. Les techniques d'engagement doivent donc être flexibles, pragmatiques et adaptées aux besoins de chaque communauté, et éviter la surconsultation, qui peut être un risque particulier dans les îles et les zones reculées à faible population. (Haggett, 2011 ; Aitken, Haggett et Rudolph, 2016 ; Rudolph, Haggett et Aitken, 2017). Les études de cas montrent une certaine préférence pour les ateliers (Kerr *et al.*, 2014 ; Heaslip et Fahy, 2018) et les salons scientifiques (Sperling, 2017 ; Dwyer et Bidwell, 2019) qui créent des atmosphères détendues pour les discussions sans être onéreuses pour les participants.

Dans la mesure du possible, les processus d'engagement doivent impliquer des flux d'informations bidirectionnels (Reed, 2008 ; Devine-Wright, 2011) qui permettent un dialogue sur les informations fournies par les organisateurs de l'engagement. (Aitken, Haggett et Rudolph, 2016). Les échanges bidirectionnels encouragent la confiance en fournissant des plates-formes pour partager les connaissances locales sur les caractéristiques physiques, économiques, politiques, sociales et culturelles des zones qui peuvent être inconnues des développeurs et des décideurs, et peuvent ensuite être combinées avec des informations scientifiques et techniques pour produire des décisions plus éclairées.... (Haggett, 2008 ; Reed, 2008). Il convient également de tenter de répondre aux préoccupations du public et des parties prenantes, ou du moins de faire en sorte que les promoteurs et les décideurs y répondent afin que les résidents se sentent valorisés dans le processus décisionnel. (Sorensen *et al.*, 2002 ; Gross, 2007 ; Haggett, 2008 ; Aitken, Haggett et Rudolph, 2016 ; Sperling, 2017 ; Dwyer et Bidwell, 2019). Il est important que les promoteurs communiquent leurs décisions et les raisons qui les poussent à agir, afin que les communautés aient le sentiment d'être tenues informées, plutôt que d'être marginalisées une fois que les consultations initiales ont eu lieu. Les promoteurs du parc éolien offshore de Triton Knoll ont partagé avec les parties prenantes locales les résultats des consultations préalables à la demande par le biais d'un rapport résumant la manière dont les avis des personnes consultées ont été pris en compte dans la demande finale. (Aitken, Haggett et Rudolph, 2014). Un autre moyen de faciliter le partage d'informations consiste à faire appel à des intermédiaires communautaires de confiance. (Klain *et al.*, 2017 ; Sperling, 2017 ; Dwyer et Bidwell, 2019). L'expérience montre que le contexte dans lequel l'information est partagée et la personne qui la présente peuvent être aussi importants que l'information elle-même pour façonner la dynamique de l'engagement. (Klain *et al.*, 2017).

Il convient d'examiner attentivement les formes de tout avantage communautaire offert dans le cadre du projet énergétique. Les types d'avantages mis à disposition sont susceptibles de varier d'un endroit à l'autre, mais des processus flexibles et transparents, avec une négociation active avec les

représentants locaux sur leur conception et leur distribution, peuvent contribuer à remédier aux déséquilibres perçus entre les impacts et les avantages des projets. Les avantages peuvent inclure des fonds communautaires, la propriété communautaire, des apprentissages et des bourses d'études, des programmes éducatifs et des réductions sur l'électricité, tandis que les avantages indirects, tels que l'amélioration du tourisme, doivent également être discutés. (Firestone, Kempton et Krueger, 2009 ; Rudolph, Haggett et Aitken, 2014, 2017). Les projets énergétiques peuvent également apporter des avantages aux communautés en tant que tels, par exemple en réduisant les coûts de l'énergie et/ou en améliorant la fiabilité des connexions, bien qu'il ne faille pas supposer que ces avantages soient suffisants. Un thème récurrent dans les travaux sur les avantages pour la collectivité est que les régimes d'avantages doivent être adaptés aux besoins des zones, sites et projets individuels. (Rudolph, Haggett et Aitken, 2017). Par exemple, l'analyse de Devine-Wright et Sherry-Brennan (2019) sur un fonds de bénéfices communautaires pour une ligne électrique à haute tension en Irlande souligne la nécessité d'un dialogue itératif avec les parties prenantes locales pour déterminer les limites des régimes de bénéfices. Les approches négociées ont été jugées préférables à des approches plus formelles de « tracé des frontières » pour faire accepter que l'éligibilité aux avantages a été déterminée de manière équitable et reflète les connaissances et les intérêts locaux.

3.2 Évaluer les perspectives de la demande d'énergie et identifier les options

Un élément déterminant des décisions concernant l'avenir d'un réseau électrique isolé ou périphérique est une vision éclairée de la demande d'électricité, des facteurs qui déterminent les changements dans la demande et de la façon dont ceux-ci peuvent évoluer dans le temps. La première étape d'une évaluation de la demande est la collecte d'informations appropriées. Ensuite, il faut tenir compte de la manière dont les changements de comportement des consommateurs peuvent avoir un impact sur la demande d'énergie.

3.2.1 Aperçu des principes essentiels de la MG

La MG considère donc :

- Les données agrégées sur la demande d'électricité, de chaleur et de transport.
- La demande historique par secteur et géographie
- Les données granulaires sur les habitudes de consommation d'énergie domestique
- Les moteurs économiques et démographiques de la demande d'énergie
- L'interaction entre les politiques et les changements de comportement, notamment en ce qui concerne l'augmentation des niveaux de « prosomption » énergétique.
- Les changements anticipés de la demande ou de la production d'énergie

Profil de charge

Le profil de charge de Lundy est illustré sur le schéma 1 pour une année allant de mars 2019 à février 2020. La demande d'électricité atteint son maximum pendant l'hiver et est la plus faible pendant l'été.

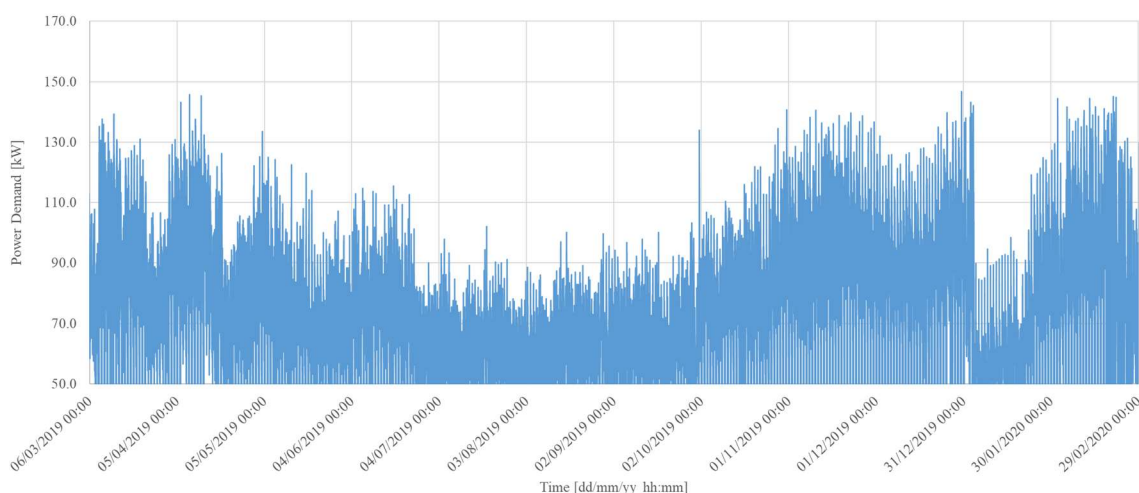


Schéma 1 : Demande d'électricité de Lundy de mars 2019 à février 2020

Le profil de la demande de charge pendant la journée est illustré par le schéma Schéma 2. L'électricité n'est disponible que de 6h à 12h. La demande de charge maximale se situe le matin (de 7 h à 8 h) et le soir (de 17 h à 18 h).

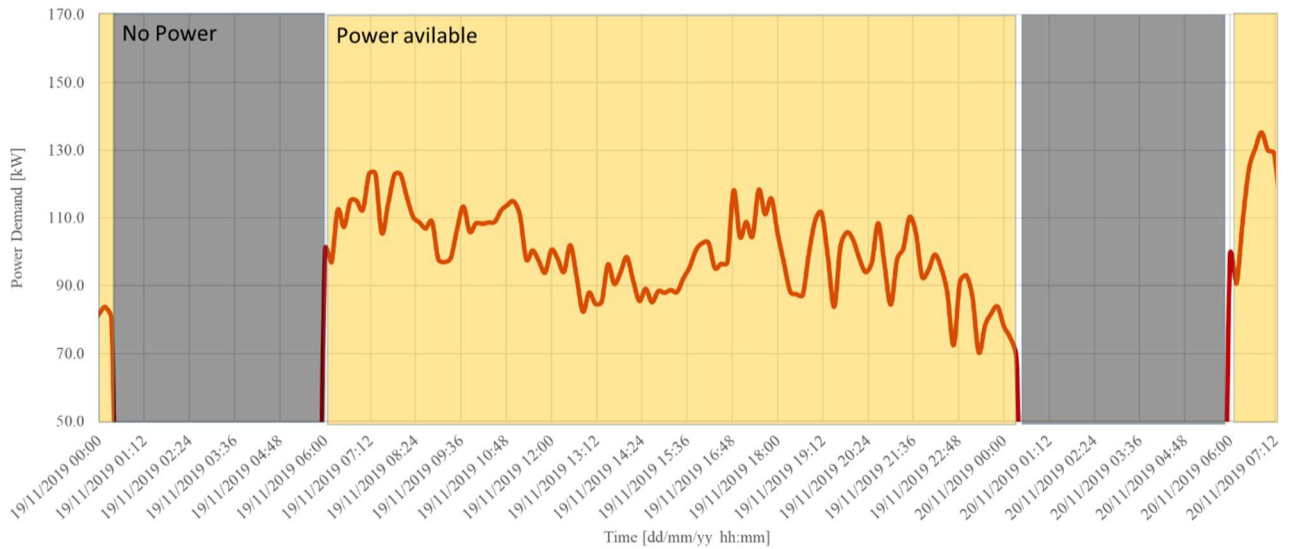


Schéma 2 : Demande de puissance de Lundy pendant la journée

Le réseau et les charges électriques de l'île sont un mélange de triphasé et de monophasé. Il en résulte un déséquilibre entre les courants de phase, comme le montre le schéma Schéma 3.

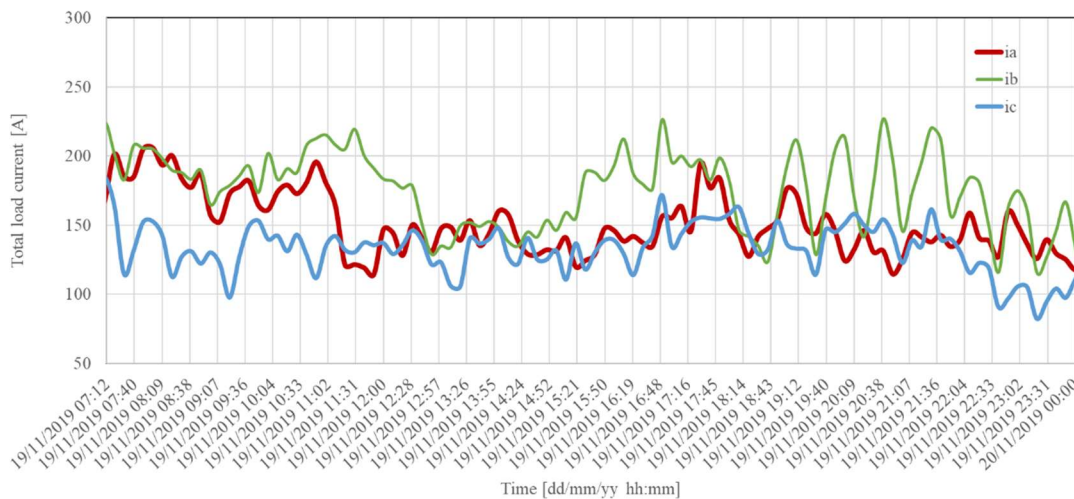


Schéma 3 : Courants totaux des phases de la charge

3.2.2 Les changements potentiels futurs de la demande d'énergie.

Réduction de la demande

L'installation de mesures d'isolation ainsi que de technologies de chauffage plus efficaces (par exemple, les pompes à chaleur) sont deux moyens de réduire la demande d'énergie pour le chauffage. L'utilisation de dispositifs électriques plus efficaces (par exemple, les ampoules électriques et les appareils électroménagers) réduira directement la consommation d'électricité. Dans cette étude, les scénarios énergétiques futurs évalueront les économies potentielles liées à l'installation d'une pompe à chaleur pour desservir le réseau de chaleur du village.

Technologies intelligentes

Le déploiement croissant des technologies intelligentes pour le stockage de l'énergie et l'adaptation de la demande d'électricité contribuera à modifier le profil de la charge énergétique en fonction de la production variable. Cela permettra à la communauté d'utiliser au maximum l'énergie renouvelable, moins chère. Il est prévu d'installer un petit nombre de systèmes de batteries domestiques sur l'ÎOS. Notre modélisation des scénarios énergétiques futurs permettra de déterminer la capacité de stockage optimale.

3.3 Perspectives d’approvisionnement en énergie

Le développement d’une compréhension du potentiel actuel et futur des sources d’énergie disponibles est une étape essentielle de la méthodologie de l’ICE.

3.3.1 Vue d’ensemble des principes essentiels de la MG, tirée de T2.1.2 (répétée dans les quatre documents).

Cette activité comporte deux volets principaux :

1. *Évaluer l’approvisionnement actuel en énergie* : Un examen complet des options actuelles d’approvisionnement en énergie, avec les infrastructures, les attributs et les options qui y sont liés, est une bonne première étape pour évaluer les options d’approvisionnement du système.
2. *Évaluer le potentiel des énergies renouvelables* : Une fois que les données initiales sur les options d’approvisionnement actuelles sont évaluées, les options d’approvisionnement actuelles et potentielles doivent être évaluées afin d’avoir une idée de l’option d’approvisionnement qui peut être utile. Le choix de l’option d’approvisionnement est étroitement lié aux buts et objectifs des parties prenantes pour le type de système énergétique recherché. Les évaluations des ressources effectuées pour les technologies de production d’énergie renouvelable peuvent fournir une base pour leur utilisation en tant qu’option d’approvisionnement. Cela permet de quantifier la quantité d’énergie disponible sur un ou plusieurs sites et d’estimer la quantité d’électricité ou de chaleur qui peut être extraite. La quantification des ressources peut inclure l’estimation de la puissance qui pourrait être exportée vers le réseau local en tant qu’engagement unitaire avec la demande. Une évaluation de la corrélation entre les temps de production et la consommation est également nécessaire. Les contraintes techniques, environnementales et sociales liées au déploiement des technologies potentielles doivent être prises en compte.

3.3.2 Approvisionnement énergétique actuel

Électricité

Les trois générateurs primaires d’électricité diesel de l’île ont été installés en 2000 par un entrepreneur externe et comprennent deux unités de 140 kW et une de 80 kW. En général, un ou deux moteurs fonctionnent à tout moment, le troisième moteur servant de réserve en cas de panne ou d’arrêt imprévu. Les moteurs fonctionnent généralement 18 heures par jour, de 6 heures à 12 heures.

Chaleur

Le chauffage des locaux et de l’eau sur Lundy est principalement assuré par l’unité de production combinée de chaleur et d’électricité (PCCE) alimentée au diesel. Cette unité alimente un petit réseau de chaleur dans le village, tandis que les autres bâtiments utilisent le chauffage électrique direct comme principale source de chaleur. Une petite quantité de gaz est utilisée pour le chauffage et la cuisine, mais elle est estimée à moins de 4 % de la demande énergétique totale de l’île. La présence d’un système de chauffage urbain est relativement rare pour un site britannique, et en outre, cela peut avoir un impact sur l’économie de l’approvisionnement en énergie sur l’île par rapport à d’autres

sites insulaires ICE. Un système solaire thermique est également installé pour fournir de l'eau chaude au logement du personnel le plus récemment ajouté, avec une capacité estimée à 750 Watts.

Outre l'unité de cogénération, une chaudière de 100 kW complète l'approvisionnement en chaleur. Le réseau de chaleur alimente le pub et une grande partie des logements du personnel. La chaleur fournie n'est pas mesurée et la charge énergétique supplémentaire doit être estimée.

Transport

Le transport de passagers assure la liaison entre les visiteurs et l'île. Le transport sur l'île est limité à l'activité du personnel. Le transport n'a pas été analysé dans cette étude.

3.3.3 Potentiel des énergies renouvelables

Évaluation de la ressource solaire

Contraintes liées aux ressources

La ressource solaire disponible sur Lundy a été estimée par PVGIS, en utilisant la base de données PVGIS-COSMO. PVGIS utilise des données satellitaires combinées pour estimer l'irradiance reçue à un endroit donné à une résolution spatiale d'environ 6 km carrés.

PVGIS-COSMO fournit des données moyennes mensuelles et horaires pour la latitude (51,165°) et la longitude (- 4,666°) spécifiques de l'île. L'irradiation normale directe (DNI) reçue devrait être de 1049 KWh/m²/an, l'irradiation horizontale globale (GHI) est de 1032 KWh/m²/an et sur un plan de 39° 1230 KWh/m²/an. L'irradiation mensuelle est présentée sur le schéma. L'angle d'inclinaison optimal des panneaux photovoltaïques est estimé à 39 ° en étant directement orienté vers le sud. Voir l'annexe pour plus d'informations.

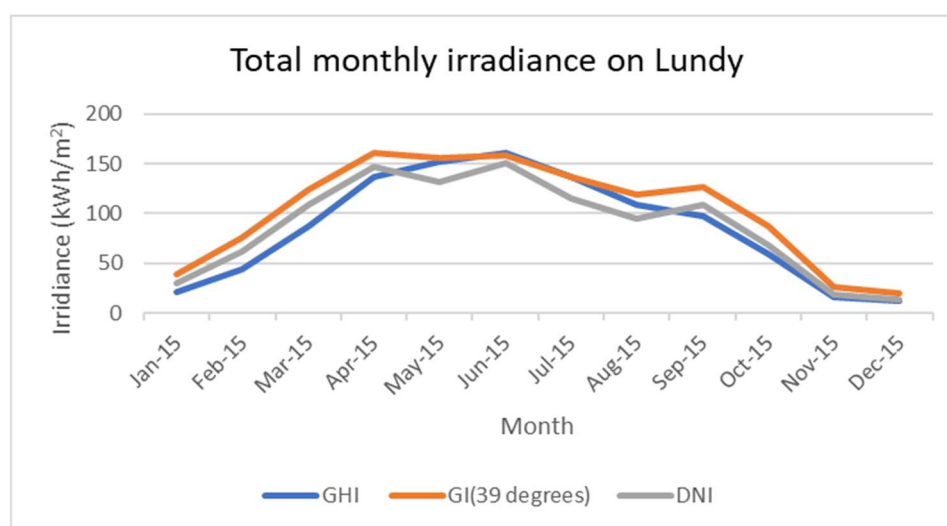


Schéma 4 - Valeurs d'irradiance pour Lundy, générées à l'aide de la base de données PVGIS- COSMO.

La latitude de l'île de Lundy entraîne des niveaux élevés de variabilité saisonnière de l'irradiation solaire, avec une ressource solaire considérablement réduite pendant les mois d'hiver en raison de l'intensité réduite de l'irradiation et du nombre réduit d'heures de lumière du jour - 842 kWh/m²/mois G (39 °) en été et 380 kWh/m²/mois G (39 °) en hiver. Vous trouverez de plus amples informations dans l'annexe.

Contraintes techniques

Les panneaux solaires photovoltaïques sur les toits ont été largement déployés au Royaume-Uni et peuvent être installés sur les toits de la plupart des bâtiments. Pour produire le maximum d'électricité, les panneaux doivent être placés sur un toit incliné orienté vers le sud. Les panneaux orientés vers l'est et l'ouest sont également viables et des systèmes de montage pour les toits plats sont également disponibles. Le volume de PV qui peut être introduit dans le réseau est également limité par le réseau électrique de Lundy.

En général, au Royaume-Uni, une production inférieure à 3,68 kW ne nécessite aucune autorisation. (Energy Saving Trust, 2020), mais la propriété privée de Lundy, la nature de la mission du propriétaire et la gestion de l'intermittence sur son réseau, sont autant de raisons d'approfondir la réflexion.

Plusieurs bâtiments de l'île sont classés grade II et la majorité d'entre eux ont au moins 100 ans. En cas d'installation de panneaux solaires sur les toits, il est essentiel d'effectuer les calculs de résistance nécessaires pour s'assurer que les bâtiments peuvent supporter le poids supplémentaire des panneaux.

L'équipement utilisé dans les installations solaires typiques est facilement disponible sur le continent britannique et il y a de nombreux installateurs solaires sur le continent qui pourraient se rendre à Lundy par le ferry relativement facilement avec peu de considérations particulières, bien que le ferry ne fonctionne que de mars à octobre. (The Landmark Trust, 2020).

Les fermes solaires au sol sont soumises aux mêmes contraintes de réseau que les fermes solaires en toiture, et toute installation à Lundy serait soumise à la capacité du réseau à faire face à l'augmentation de la charge générationnelle. Alors qu'une certaine quantité de capacité installée au sol pourrait être financée par le réseau, le Landmark Trust, en tant que propriétaire, devrait décider si les ajouts constituent un changement acceptable pour l'esthétique de l'île et de ses visiteurs.

Contraintes environnementales, sociales et politiques

Lundy est à la fois une zone de conservation et un site d'intérêt scientifique spécial qui comporte de nombreuses zones classées et répertoriées, détaillées dans l'annexe. L'autorisation de l'autorité locale de planification sera nécessaire. Le conseil du district de Torridge a publié un plan local qui soutient les développements d'énergie renouvelable qui n'ont pas d'impact substantiel sur le paysage ou la biodiversité.

L'île de Lundy compte dix-huit bâtiments classés Grade II, dont treize sont des maisons de vacances, un est une église et quatre (les Battery Cottages) sont inhabitables. (Historic England, 2020) - tous auraient besoin d'une autorisation de construction classée pour installer des panneaux solaires sur le toit. Il y a 46 sites de monuments classés sur Lundy qui totalisent 0,35 km², soit un peu plus de 8 % de l'île. L'ensemble du littoral et la moitié nord de l'île de Lundy sont classés comme site d'intérêt scientifique spécifique (SSSI), ce qui est moins approprié pour le développement, y compris les

énergies renouvelables. Une liste des bâtiments classés, des informations sur les monuments classés et une carte du SSSI sont présentées en annexe.

Choix du site et production d'électricité

Sur la base des contraintes décrites ci-dessus et de la consultation du Landmark Trust, les sites viables les plus probables ont été sélectionnés et sont détaillés dans le Schéma 5. ci-dessous Ces zones seront utilisées dans les calculs de production d'énergie suivants pour les panneaux solaires au sol et en toiture.



Schéma 5 - Une carte montrant les sites solaires identifiés

Production d'énergie solaire sur les toits

Les bâtiments qui ont été identifiés ont des surfaces de toit de 352 m² orientées vers le sud (24°), 482 m² orientées vers l'est, 477 m² orientées vers l'ouest et 801 m² orientées vers le sud (15°). Ces zones ont été mises à l'échelle et la capacité de production modélisée ainsi que la production annuelle d'électricité sont présentées dans le Tableau 2. Le tableau 4 présente la répartition de la production et de la demande d'électricité entre l'été et l'hiver afin de comparer les performances saisonnières.

Tableau 1 - Production d'électricité à partir de toitures solaires

Orientation	Taille de l'onduleur (kW)	Nombre de panneaux	Capacité de production	Production d'électricité MWh/an	% de la demande
-------------	---------------------------	--------------------	------------------------	---------------------------------	-----------------

Sud (24°)	30	162	48,6 kWp	51.22	9.6
Est	4.2	221	66,3 kWp	52.09	9.8
Ouest	3.0	219	65,7 kWp	59.28	11.1
Sud (15°)	12	154	46,2 kWp	47.98	9.0
Total	S/O	565	169,5 kWp	210.58	39.5

Tableau 2 - Production saisonnière des toits solaires (été = avril-septembre, hiver = octobre-mars)

Orientation	Été : Production d'hiver (MWh)	Été : Demande d'hiver (MWh)	Été : Production d'hiver (%)	Été : Demande d'hiver (%)
Sud (24°)	36.6 - 14.7	241.7:292.5	71.4 - 28.6	45.2-54.8
Est	40.3 - 11.8	241.7:292.5	77.4 - 22.6	45.2-54.8
Ouest	44.8 - 14.5	241.7:292.5	75.6 - 24.4	45.2-54.8
Sud (15°)	35.0 - 13.0	241.7:292.5	73.0 - 27.0	45.2-54.8
Total	156.7:53.9	241.7:292.5	74.4-25.6	45.2-54.8

Production d'énergie solaire au sol

Le potentiel d'installation de panneaux solaires photovoltaïques au sol sur les 3 969 m disponibles sur le site² avec des panneaux de 300 watts a été modélisé à l'aide d'Helioscope et les résultats sont présentés ci-dessous dans le Tableau 3 ci-dessous. Plus d'informations sur les hypothèses du modèle peuvent être trouvées dans l'annexe.

Tableau 3 - Spécifications de l'installation solaire au sol et production d'énergie

Spécifications	Espacement des rangs (m)	Numéro du panneau	Capacité de production	Énergie (MWh/an)	Énergie/Panneau MWh/an/panneau	% de la demande totale
1	6 (Portrait)	882	264,9 kWp	264.9	0.30	49.6
2	6 (Paysage)	594	178,2 kWp	182.3	0.31	34.1

Tableau 4 - La production d'énergie saisonnière des panneaux proposés.

Spécifications	Été : Production d'hiver (MWh)	Été : Demande d'hiver (MWh)	Été : Production d'hiver (%)	Été : Demande d'hiver (%)
1	184 - 80.9	241.7:292.5	69.5 - 30.5	45.2-54.8
2	125 - 57.3	241.7:292.5	68.6 - 31.4	45.2-54.8

La production attendue de chacun des 4 plans différents du site est détaillée dans le Tableau 3 et le Tableau 4. Il existe un potentiel pour répondre à une grande partie de la demande d'énergie sur l'île, bien que, comme pour l'énergie solaire en toiture, les profils de production soient fortement orientés vers l'été et ne correspondent pas au profil de la demande sur l'île. En revanche, la courbe de production quotidienne correspond mieux à la demande que celle de l'énergie éolienne, qui ne produit rien entre 12h et 6h du matin, lorsque le réseau est fermé.

Évaluation des ressources éoliennes

La production éolienne est la principale technologie renouvelable au Royaume-Uni, produisant 20 % de l'énergie électrique du pays au troisième trimestre 2019 (Evans, 2019). Une éolienne Windmatic de 55 kW était précédemment opérationnelle sur l'île à l'emplacement marqué sur le schéma 10 fournissant jusqu'à 89 % de la demande en électricité de l'île dans les années 1980. (Infield et Puddy, 1984). Elle a depuis longtemps été mise hors service.



Schéma 6 - Une carte de Lundy montrant l'emplacement historique de l'éolienne de 55 kW installée en 1982. (Infield et Puddy, 1984)

Contrainte de ressources

Les données recueillies sur le site de la turbine précédente montrent que Lundy dispose d'une ressource éolienne considérable ; une vitesse moyenne du vent de $8,17 \text{ ms}^{-1}$ à une hauteur de 8 m. Pour modéliser des turbines plus grandes, nous avons augmenté l'échelle des vitesses de vent à des hauteurs de 25 m, 50 m, 75 m et 100 m, ces profils de vitesse de vent sont présentés sur le schéma Schéma 7. De plus amples informations sur nos méthodes de mise à l'échelle sont disponibles dans l'annexe.

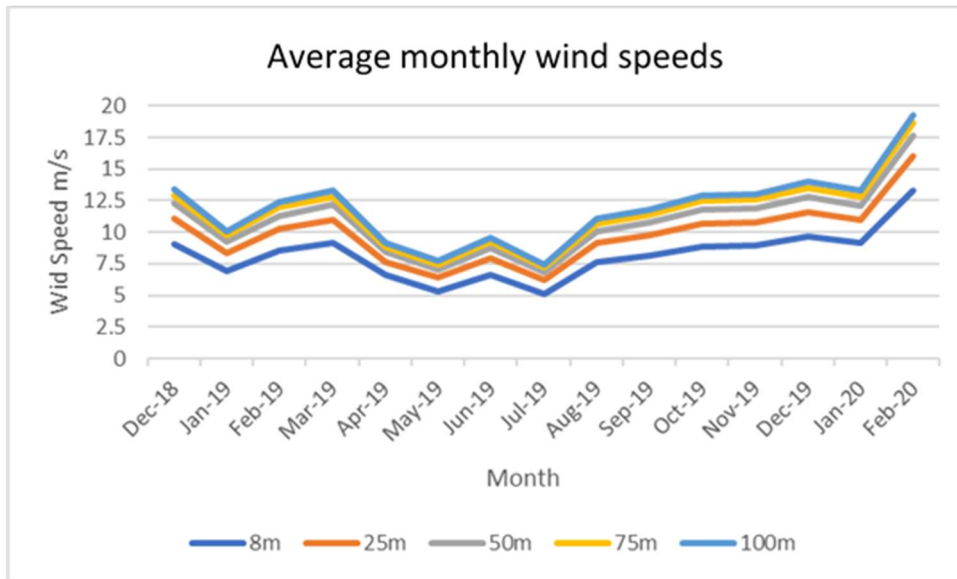


Schéma 7 - Vitesses moyennes mensuelles du vent à 8 m, 25 m, 50 m, 75 m et 100 m

La distribution des vitesses du vent a été mise en correspondance avec une courbe de Weibull, en veillant à ce que les densités moyennes de puissance éolienne de chaque parcelle soient les mêmes. La courbe de Weibull générée a permis de déterminer les facteurs de forme (k) et d'échelle (c) de la distribution, qui étaient respectivement de 1,5 et 9,05.

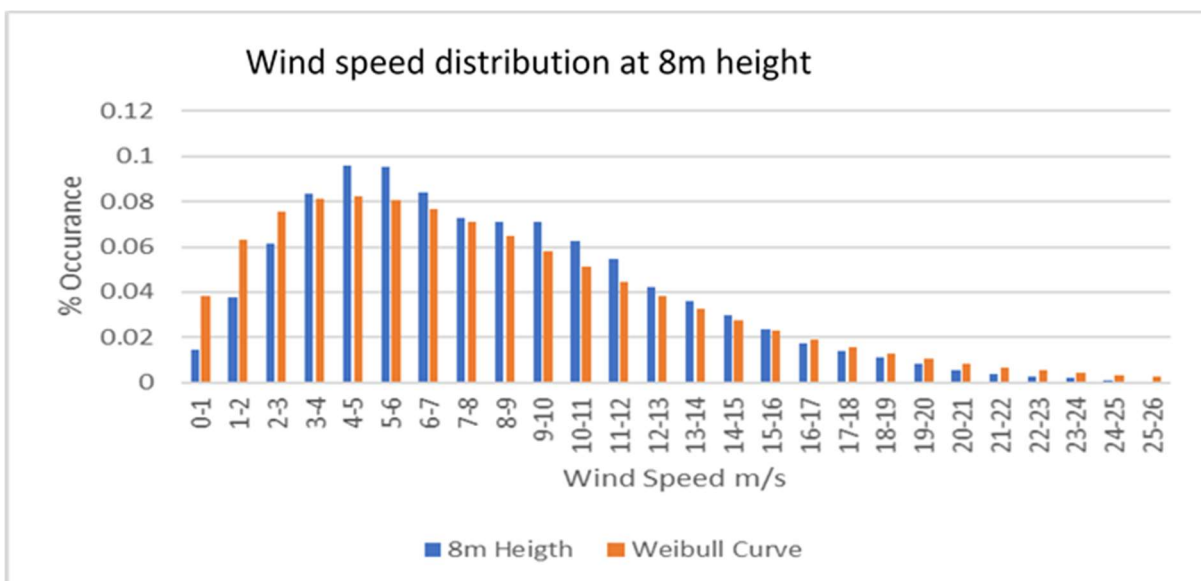


Schéma 8 - Un histogramme des vitesses du vent mesurées à 8 m et une courbe de Weibull ajustée.

Contraintes techniques.

Pour installer une ou plusieurs éoliennes sur l'île, un site avec un accès suffisant pour les véhicules de construction et un port approprié pour permettre l'expédition des composants de l'éolienne sont des facteurs qui doivent être pris en compte dans la phase de planification. En raison de la nature rurale

de l'île et de l'existence de chemins de ferme, l'accès des gros véhicules au site suggéré n'est pas un problème, mais cela devra être évalué sur place pour s'assurer que l'accès est possible.

Lundy dispose d'un port, au sud-est de l'île, avec une jetée installée en l'an 2000. Un navire, le MS Oldenburg, répond aux besoins de l'île, transportant du carburant, des passagers, du bétail et des voitures à destination et en provenance de l'île, et équipé d'une grue de 3 tonnes sur le pont avant. (The Landmark Trust, 2020). La question de savoir si cela suffira pour le transport de l'éolienne dépendra de la taille et du type d'éolienne installée. Le site choisi devra également se trouver à proximité d'une infrastructure électrique existante afin d'éviter les coûts importants liés au câblage haute tension. Sur le site historique de l'éolienne, le socle en béton, les câbles de connexion et l'interface avec l'armoire de commande sont déjà installés. (aardvark, 2017). Les câbles installés devront avoir une capacité suffisante pour exporter la puissance maximale de l'éolienne.

La géologie de l'île est principalement constituée de granit, à l'exception de l'extrême sud-est de l'île qui est constitué d'ardoise. L'île est recouverte d'un dépôt superficiel qui est principalement constitué de sable, de gravier et de terre. (Dollar, 1941). La profondeur du dépôt superficiel n'est pas connue, et une étude du sol serait nécessaire lors de la conception des fondations.

Contraintes environnementales, sociales et politiques.

Les impacts locaux du bruit, les effets de scintillement, l'impact visuel et les collisions avec les oiseaux devront être mesurés, minimisés et jugés tolérables afin d'obtenir le permis de construire de l'autorité locale.

Les éoliennes terrestres d'une hauteur supérieure à 11 m nécessitent un permis de construire délivré par l'autorité locale de planification, le conseil du district de Torrington. Bien que le site historique des turbines sur Lundy ne soit pas identifié comme un site approprié pour le développement éolien dans le plan local, il faut demander des éclaircissements sur les implications de l'autorisation historique d'une turbine sur le site. De plus amples informations peuvent être trouvées dans l'annexe.

Production d'énergie.

Le site historique illustré sur le schéma 6 est le site choisi pour les calculs de puissance suivants pour l'éolienne WES50 (50 kW) et la NPS 60C (60 kW), toutes deux avec une hauteur de moyeu similaire à l'éolienne historique installée, ainsi qu'une plus grande nED100 (100 kW). De plus amples informations sont disponibles dans l'annexe).

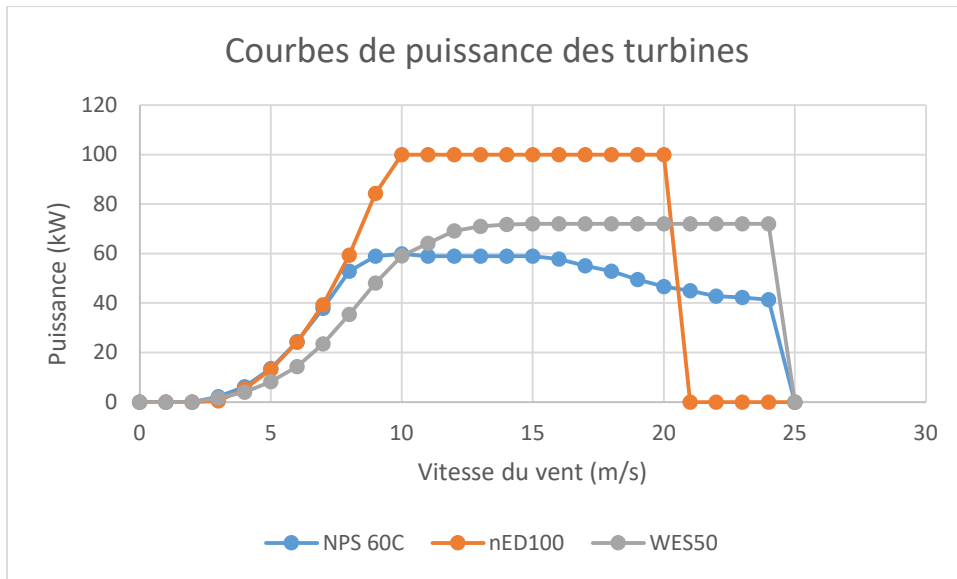


Schéma 9 - Les courbes de puissance des turbines de 50 kW, 60 kW et 100 kW.

La production annuelle d'électricité est estimée à l'aide des données sur la vitesse du vent présentées ci-dessus et est présentée dans le tableau Tableau 5.

Tableau 5 - Production d'énergie des turbines

Turbine	Génération	Demande de l'île	Pourcentage de la demande de l'île
WES 50	0,295 GWh	0,54 GWh	55 %
NPS 60C	0,311 GWh	0,54 GWh	58 %
nED 100	0,454 GWh	0,54 GWh	86 %

Les périodes de production de chaque turbine sont très variables, cette variabilité de la production d'électricité crée des heures d'excédent et de déficit de production par rapport à la demande du réseau, présentées en Tableau 6.

Tableau 6 - Temps de production d'énergie déficitaire et excédentaire des turbines.

Turbine	Surplus générationnel (heures)	Déficit générationnel (heures)	Génération = Demande (Heures)
WES 50	2369	6207	183

NPS 60C	2196	6386	177
nED 100	3984	4530	246

Ces données montrent un besoin de gestion du réseau et indiquent la valeur de la planification stratégique pour la production complémentaire ainsi que la flexibilité (comme la réponse à la demande ou le stockage sur batterie). Au cours de l'année, on observe des déséquilibres saisonniers et horaires, comme l'indique le tableau 7.

Tableau 7 - Production d'énergie éolienne en été et en hiver, comparée à la demande.

Turbine	Production d'été (GWh)	Génération Hiver (GWh)	Ratio L'été : Hiver	Ratio de demande été : Hiver
WES 50	0.716	1.055	40:60	45.2-54.8
NPS 60C	0.821	1.045	44:56	45.2-54.8
nED 100	1.204	1.522	44:56	45.2-54.8

La production saisonnière est cohérente pour les trois turbines, chacune montrant un potentiel de production accru pendant les mois d'hiver, comme on pouvait s'y attendre compte tenu du climat éolien. Ces résultats correspondent en gros au profil de la demande sur Lundy, bien que la production soit légèrement plus orientée vers les mois d'hiver que la demande.

3.4 Évaluation de la fiabilité du système

La méthodologie ICE recommande une analyse rigoureuse de la fiabilité du système électrique pour déterminer l'enveloppe d'intervention.

3.4.1 Aperçu des principes clés de la MG, tiré de T2.1.2

L'objectif principal de l'étude de fiabilité est d'établir la fiabilité du système énergétique actuel pour ensuite évaluer l'impact que différentes options de production/stockage/énergie intelligente peuvent avoir sur la fiabilité du système dans le futur. Les paramètres qui seront utilisés pour cette analyse sont les suivants :

- Fiabilité de la sécurité et de la disponibilité de l'énergie
- Fiabilité/disponibilité de l'objectif
- Potentiel d'optimisation de l'offre et du mix de production.

L'analyse repose sur deux études distinctes :

1. *Étude de fiabilité du réseau* : Pour ce faire, on traduit le réseau de distribution électrique physique en un schéma fonctionnel de fiabilité (RBD) conceptuel. Il existe des logiciels pour faciliter ce processus et l'analyse qui s'ensuit, par exemple ReliaSoft. Les objectifs principaux de l'analyse de fiabilité sont d'obtenir une distribution de durée de vie qui décrit les temps de défaillance d'un composant, sous-ensemble, assemblage ou système. Cette analyse est basée sur le temps de bon fonctionnement ou sur les données de temps avant défaillance de l'article (composant) ;
2. *Analyse du flux de puissance* : Afin de comprendre le flux de puissance dans le réseau. Ceci est obtenu par une analyse du flux de puissance, en analysant les niveaux de tension pour chaque nœud de charge. Un logiciel tel que Matlab Simulink sera utilisé pour l'analyse du flux de puissance ;
3. *Options pour une exploitation intelligente du système et des technologies innovantes* : Une fois la fiabilité et le flux d'énergie du système actuel établis, ces informations seront utilisées pour modéliser et évaluer les différents portefeuilles de production et d'approvisionnement. Cela permettra d'intégrer la production d'énergie renouvelable et les emplacements physiques corrects, c'est-à-dire de se connecter aux nœuds géographiques corrects du réseau. Les deux types d'analyse, l'étude de fiabilité du réseau et l'analyse du flux d'énergie, seront effectués pour la gamme de scénarios de production/technologie intelligente.

Des données exactes sur les éléments suivants sont une condition préalable à l'analyse la plus rigoureuse :

- A. Diagramme schématique du réseau du système électrique insulaire et de la tension du réseau.
- B. Les principaux composants du réseau insulaire, tels que les câbles électriques, les transformateurs, les disjoncteurs et les groupes électrogènes.
- C. Taux de défaillance des principaux composants du réseau ou enregistrement de la défaillance de chaque composant du réseau pendant 5 ans ou plus.
- D. Le type, la longueur et la taille des câbles.
- E. Les paramètres du transformateur, la tension aux bornes, les paramètres et le type.
- F. Les paramètres du générateur électrique (puissance, type et impédance).

- G. La charge (puissance active et réactive) à chaque nœud de raccordement de la charge pendant une année, au moins par intervalles de temps horaires.
- H. Les informations sur le disjoncteur, son emplacement et son type.

Cependant, la collecte de données s'est avérée être une question difficile dans certains contextes. Le document méthodologique T2.1.2 de l'ICE décrit certaines des considérations relatives à l'accès à des données appropriées (Matthew *et al.*, 2018).

3.5 Le réseau électrique de Lundy

Seul le diagramme schématique du système électrique de Lundy est disponible. Une étiquette pour chaque nœud de charge (L1 à L15) est placée comme indiqué dans les schémas 10 et Schéma 11 pour le diagramme schématique du réseau électrique de Lundy.

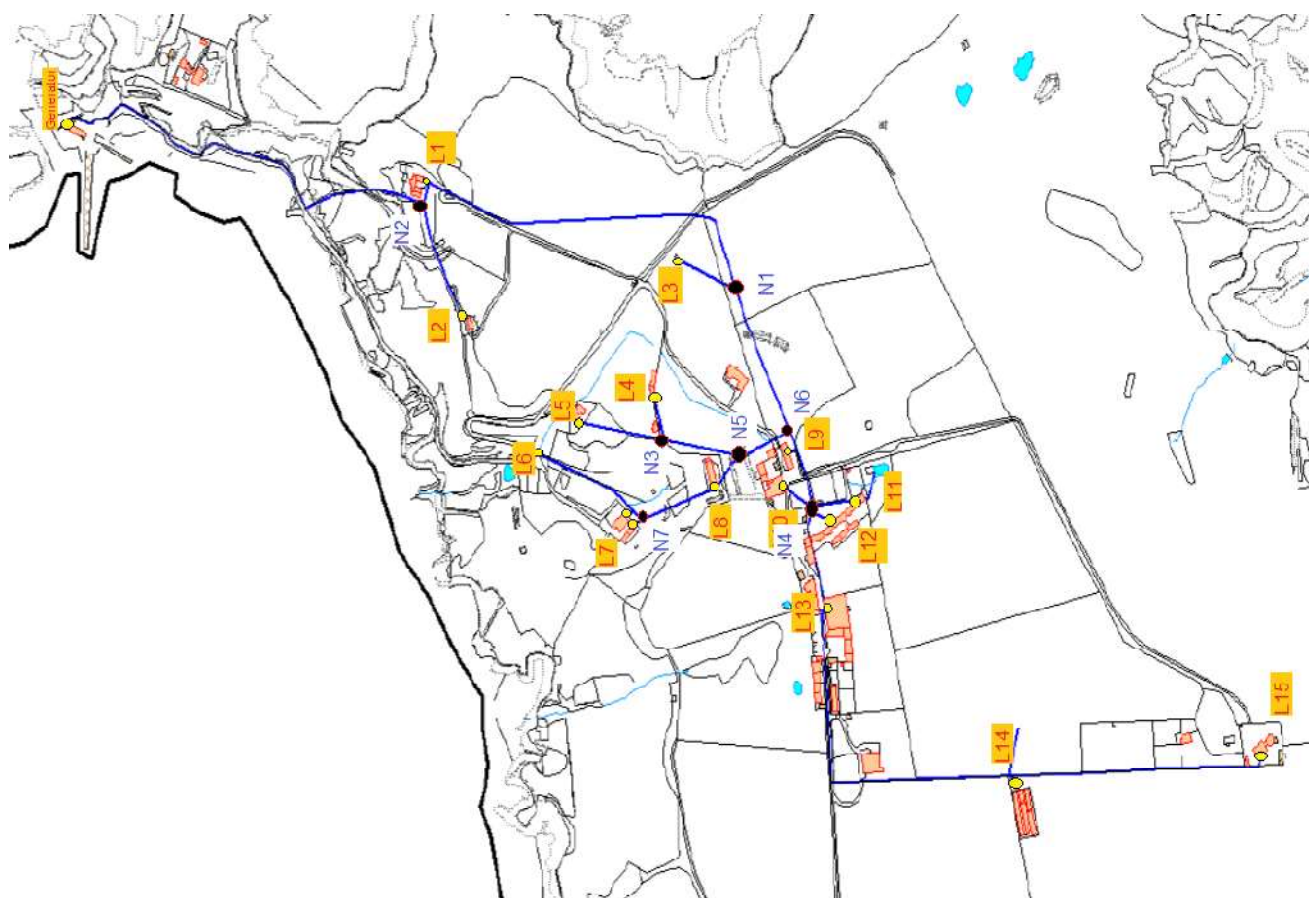


Schéma 10 : Réseau électrique de Lundy et nœud de charge

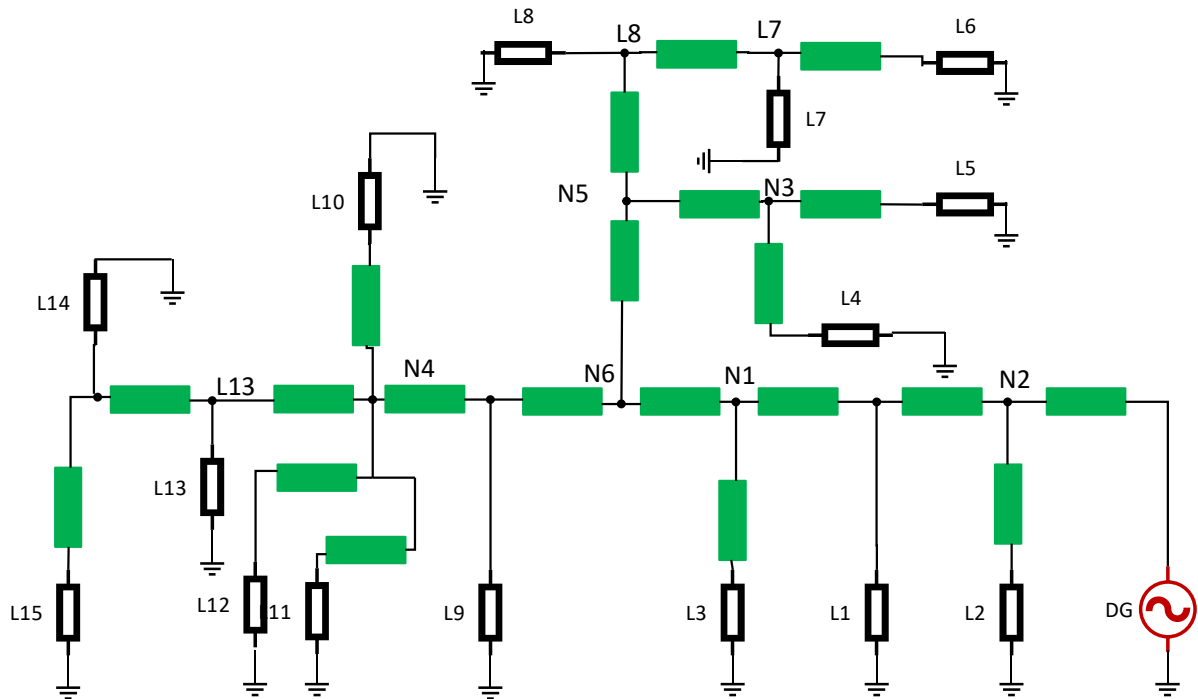


Schéma 11 : Schéma du réseau électrique de Lundy

Évaluation du flux d'énergie et étude de fiabilité

En raison du peu de données disponibles, certaines hypothèses sont nécessaires pour effectuer l'évaluation du flux de puissance. Celles-ci sont énumérées ci-dessous :

- 1- L'analyse du flux de puissance considère la puissance maximale qui est de 148.3164 kW (03/03/2020 à 08:00 am), voir le schéma 6. Dans ce cas, la puissance de charge totale pour la phase A est de 51.566 kW, pour la phase B de 47.882 kW et pour la phase C de 48.569 kW.
- 2- Le degré de déséquilibre de la puissance de charge à chaque nœud de charge est le même.
- 3- Le facteur de puissance de la charge est de 0,9 et est le même à chaque nœud de charge.
- 4- La taille du câble est de 120 mm² et peut supporter un courant continu de 312 A. Cette taille est choisie en fonction du profil de courant de l'îlot où le courant maximum est de 278A (d'après les données fournies).
- 5- La tension du réseau est de 240V/phase.

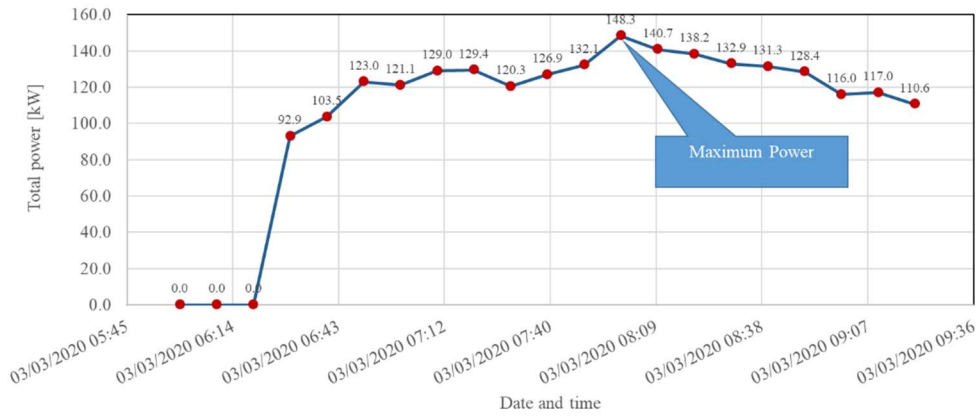


Schéma 12 : Réseau électrique de Lundy et nœud de charge

La demande de puissance à chaque nœud de charge est estimée sur la base de la demande de puissance totale et du nombre de bâtiments à chaque nœud de charge. Nous avons estimé les paramètres des câbles et construit un modèle de réseau pour tester le flux de puissance du réseau. Dans l'ensemble, les câbles ne sont pas très chargés (aucun ne dépasse 60 % de sa capacité) et la chute de tension maximale à chaque nœud du modèle est de 2,7 %, ce qui se situe dans la plage de fluctuation standard. Le modèle montre également un faible taux de défaillance des câbles (<0,18/an) et un faible taux de défaillance des nœuds (jusqu'à 0,11/an). De plus amples informations sont disponibles dans l'annexe.

3.6 Analyse de scénarios

L'incertitude quant à l'avenir est une composante inhérente à la prise de décision dans les systèmes énergétiques. Il existe de nombreux futurs possibles, chacun ayant des caractéristiques sociales, techniques, économiques et politiques différentes. Le futur auquel nous arrivons est déterminé par d'innombrables décisions et événements en cours de route. (Schwartz, 1997) dont beaucoup échappent au contrôle des parties prenantes individuelles.

3.6.1 Aperçu des principes essentiels de la MG, tiré de T2.1.2

La méthodologie de l'ICE suggère l'utilisation d'une analyse de scénario pour prendre des décisions sur la meilleure façon de :

- tester ou examiner différents plans et options politiques, dans le but d'explorer quelles combinaisons sont susceptibles de fonctionner plus ou moins bien dans tel ou tel scénario ;
- servir de base à l'élaboration de nouvelles politiques ou actions ;
- fournir la base d'une vision stratégique sur l'évolution du rôle ou de l'opportunité d'une organisation ; et
- agir comme un moyen d'identifier les signes de mouvement vers un type particulier de futur

L'analyse de scénarios peut utiliser des techniques qualitatives et quantitatives pour développer des récits/storylines qui décrivent des scénarios décrivant comment le monde pourrait se présenter à un moment donné dans le futur. Un ensemble de scénarios différents est souvent développé pour refléter l'éventail des différents futurs possibles qui pourraient avoir lieu. Pour être utile, chaque scénario doit être plausible, cohérent en interne, fondé sur une analyse rigoureuse et engageant (Foresight 2009). Ces différents futurs sont façonnés par différentes actions, tendances et événements. La méthodologie de l'ICE préconise l'utilisation de scénarios sur toute la portée de la transition. Les scénarios peuvent être développés à partir des perspectives de la demande et des options d'offre et donneront un aperçu du ou des plans préférés qui marqueront la transition énergétique intelligente des communautés périphériques.

Le schéma ci-dessous décrit le processus général d'analyse des scénarios :

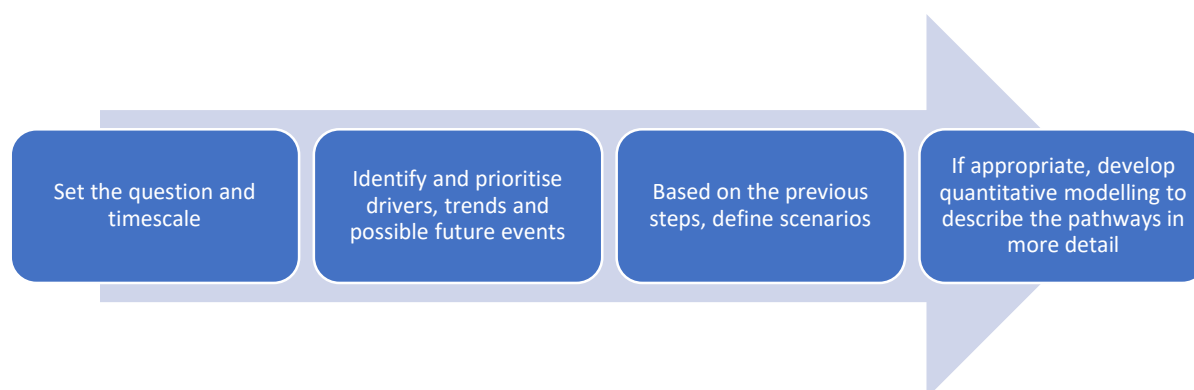


Figure 3.13 Processus de développement de scénarios

3.6.2 Les scénarios sur Lundy

Nous avons élaboré deux séries de scénarios énergétiques futurs pour Lundy en modélisant les données énergétiques horaires. La première série vise à fournir au moins 50 % de l'électricité à partir d'énergies renouvelables et la seconde vise à fournir 100 %. Tous les scénarios utilisent une combinaison de turbines éoliennes et de production solaire PV et le second ensemble incorpore le stockage par batterie ; ces scénarios sont résumés dans le Tableau 8.

Tableau 8 - Scénarios sur Lundy

Scénario	Description	% d'énergies renouvelables
1.1	Une éolienne de 50 kWc	55 %
1.2	280,5 kWp de panneaux solaires photovoltaïques sur le toit et au sol	50 %
2.1	Une éolienne de 55 kWc, un système photovoltaïque de 264,9 kWc et un système de stockage de l'énergie.	100 %
2.2	Une éolienne de 100 kWp et un système photovoltaïque de 111 kWp.	100 %

Scénario 1.1

Le premier scénario évalue l'électricité produite par une seule éolienne WES 50kW sur le site de l'éolienne précédente. L'éolienne est estimée produire 295MWh d'électricité injectée dans le réseau. Une comparaison de la série temporelle entre la production d'électricité et la demande d'électricité est présentée sur le schéma 25. Pendant 2366 heures sur l'année, la puissance du parc solaire dépasse la demande du réseau et pendant 184,6 heures au total, la demande et la production du réseau tombent à zéro. Le temps pendant lequel l'éolienne produit un excédent d'énergie est considérable, il faudra donc prévoir un stockage sur batterie ou le déversement de grandes quantités d'énergie, si l'éolienne doit produire en continu. Le Tableau 9 résume quelques chiffres clés du scénario.

Tableau 9 - Résumé du scénario 1.1

Scénario 1.1	Annuel	Été (avril - septembre)	Hiver (Oct - Mar)
Production (MWh)	295.2	119.3	175.9
Demande (MWh)	534.2	241.7	292.5
Excédent/déficit (MWh)	239	122.4	-116.6
Heures excédentaires	2366.2	1237	1129.2

Heures déficitaires	6209	3040.5	3168.5
Surplus de pointe (KW)		72	72
Déficit de pointe (KW)		-128.62	-139.7
Énergie utilisable générée (MWh - en supposant qu'il n'y ait pas de stockage)	222.6	89.8	132.8

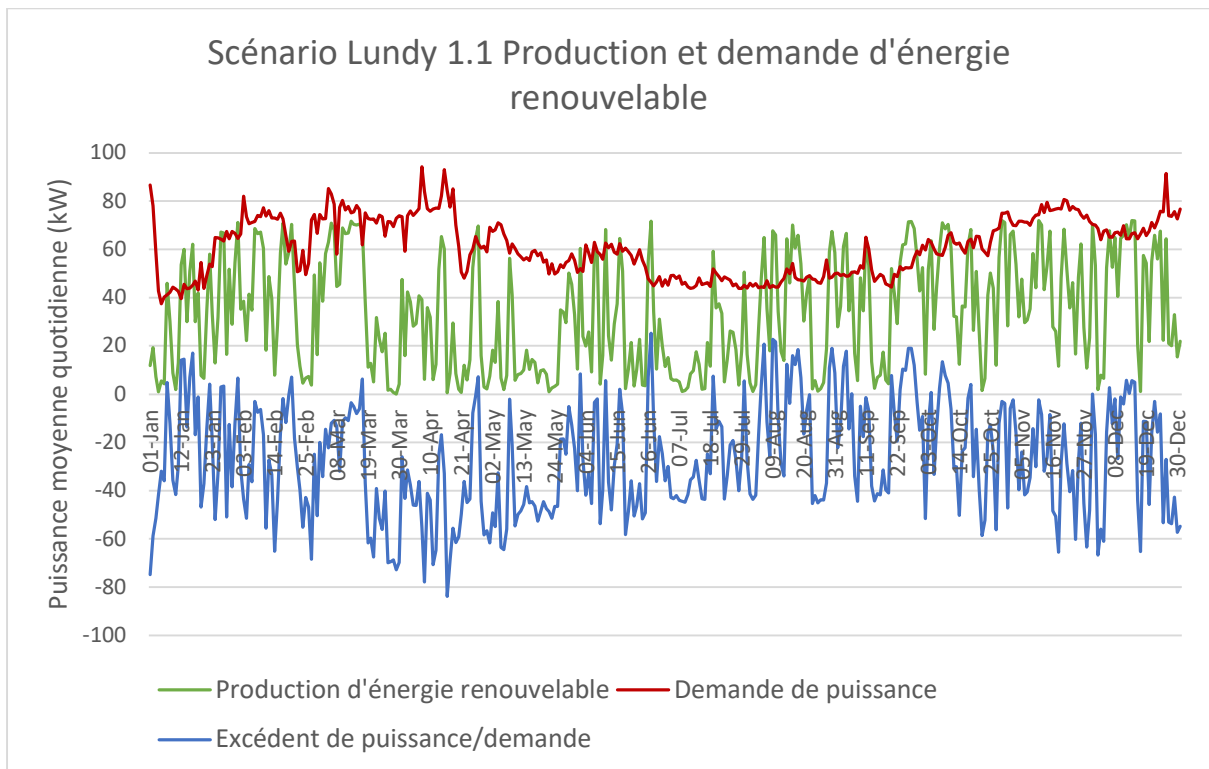


Schéma 14 - La tendance générationnelle de l'excédent et du déficit du scénario 1.1 sur un an.

Scénario 1.2

L'installation d'un panneau solaire au sol de 178,2 kWc (spécification 2 décrite ci-dessus), et l'installation de 102 kWc de panneaux solaires photovoltaïques sur les toits (plus précisément sur le toit Est (66,3 kWc) et sur le toit Ouest (36 kWc)) pourraient répondre à 50 % de la demande en électricité de l'île. Ce scénario est estimé produire 266,9MWh d'électricité injectée dans le réseau, comme le résume le tableau 12. Schéma 15 montre La comparaison des séries temporelles entre la production d'électricité et la demande d'électricité montre que pendant 1 468 heures sur l'année, la puissance de la ferme solaire dépasse la demande du réseau et que pendant 1 522 heures, la demande et la production du réseau tombent à zéro. La durée pendant laquelle la ferme solaire génère un

excédent d'énergie est considérable, ce qui nécessite un stockage sur batterie ou le déversement de grandes quantités d'énergie, si la ferme doit produire en continu.

Tableau 10 - Résumé du scénario 1.2

Scénario 1.2	Annuel	Été (avril - septembre)	Hiver (Oct - Mar)
Production (MWh)	266.93	189.89	77.04
Demande (MWh)	534.2	241.7	292.5
Excédent/déficit (MWh)	-267.27	-51.81	215.46
Heures excédentaires	1468	1083	385
Heures déficitaires	5770	2586	3184
Surplus de pointe (KW)		152.87	116.43
Déficit de pointe (KW)		-124.60	-135.14
Énergie utilisable produite (MWh - en supposant l'absence de stockage)	177.2	115.2	62.0

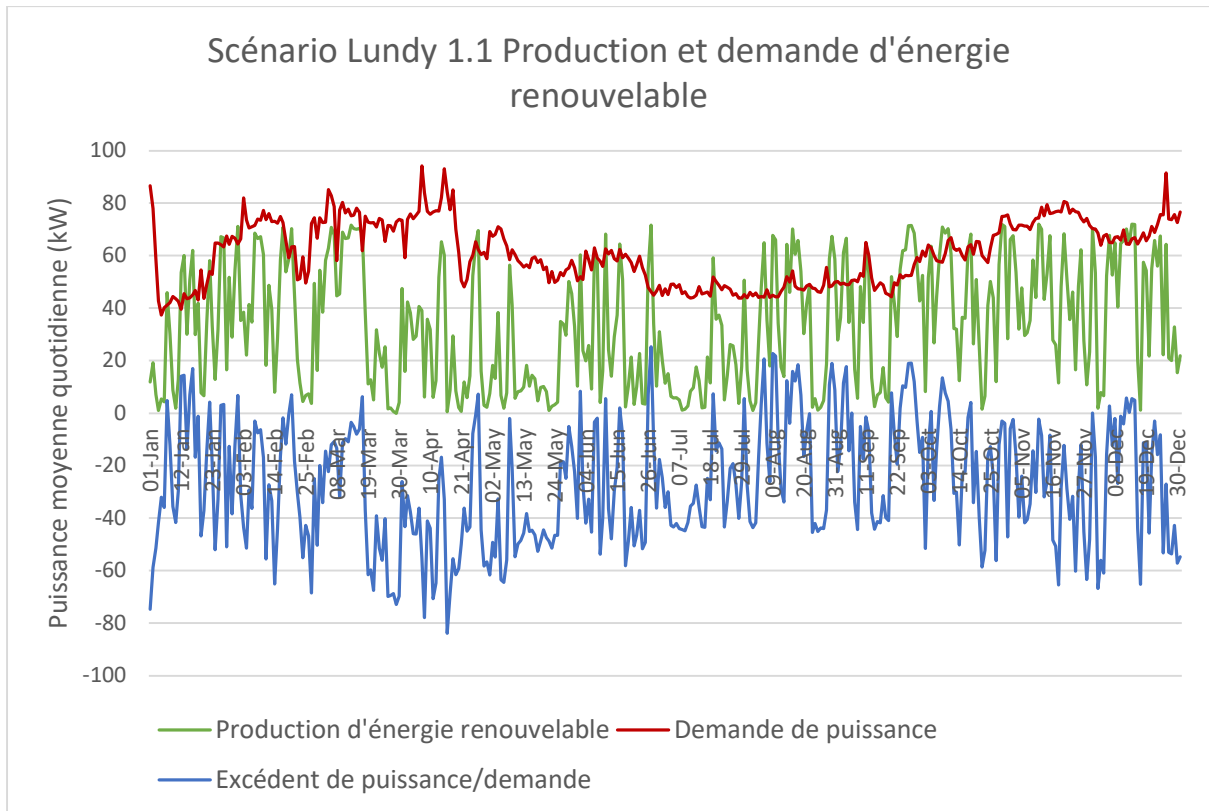


Schéma 15 - La tendance générationnelle de l'excédent et du déficit du scénario 1.2 sur un an.

Scénario 2.1

L'installation d'un panneau solaire photovoltaïque au sol de 264,9 kWc (spécification 1 décrite ci-dessus) et l'installation de la turbine WES 50 (50 kWc) suffiraient à générer environ 104 % de la consommation annuelle d'énergie de l'île. Au total, ces systèmes injecteraient 560 MWh d'électricité dans le réseau. Un résumé des données est présenté dans Tableau 11 - Un résumé du scénario 2.1. Le modèle horaire de production et de demande d'électricité sur une année montre que 4 160 heures présentent une production excédentaire et 4 509 heures une demande supérieure à la production. La moyenne journalière de la production et de la demande d'électricité est représentée dans le schéma 27.

Tableau 11 - Un résumé du scénario 2.1

Scénario 2.1	Annuel	Été (avril-sept)	Hiver (Oct-Mar)
Production (MWh)	559.95	303.17	256.78
Demande (MWh)	534.2	241.7	292.5
Excédent/déficit (MWh)	+25.75	+61.47	-35.72

Heures excédentaires	4160	2422	1738
Heures déficitaires	5770	1910	2599
Surplus de pointe (KW)		212.25	193.16
Déficit de pointe (KW)		-110.37	-132.49
Énergie utilisable produite (MWh - en supposant l'absence de stockage)	337.09	165.7	171.4

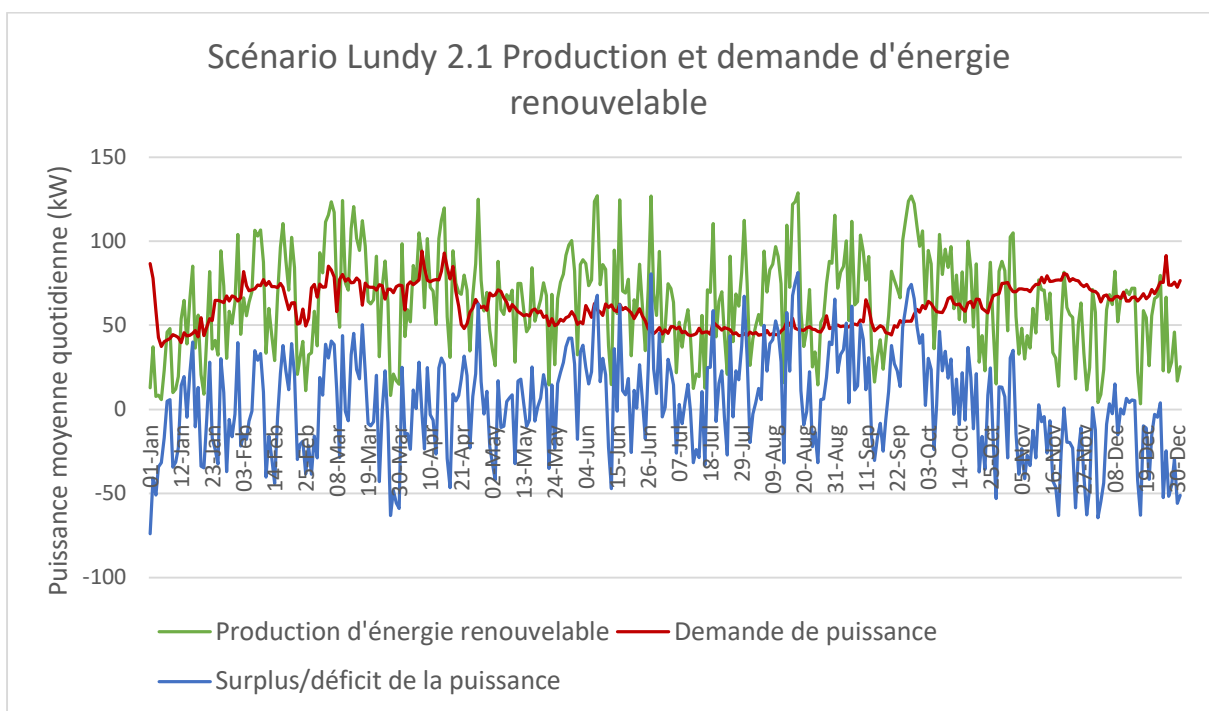


Schéma 16 - La tendance générationnelle de l'excédent et du déficit du scénario 2.1 sur un an.

Scénario 2.2

L'installation d'une éolienne nED 100 (100 kWc) avec 111 kWc de panneaux solaires photovoltaïques - les panneaux montés sur le toit à l'ouest (65,7 kWc) et au sud (15°) (46,2 kWc) - pourrait fournir suffisamment d'énergie par an pour répondre à la demande électrique actuelle. Le système fournirait environ 562 kWh (455 kWh provenant du vent et 107 kWh de l'énergie solaire photovoltaïque), ce qui équivaut à 105 % de la demande totale, résumée ci-dessous dans le tableau 14. L'énergie produite est modélisée toutes les heures, et sur l'année, le système génère un excédent pendant 4709 heures et un déficit pendant 3912 heures. Le schéma 28 montre la production et la demande moyennes quotidiennes sur douze mois.

Tableau 12 - Un résumé du scénario 2.2

Scénario 2.2	Annuel	Été (avril-sept)	Hiver (Oct-Mar)
Production (MWh)	561.65	280.51	281.13
Demande (MWh)	534.2	241.7	292.5
Excédent/déficit (MWh)	+27.45	+38.81	-11.37
Heures excédentaires	4709	2517	2192
Heures déficitaires	3912	1818	2094
Surplus de pointe (KW)		130.72	142.52
Déficit de pointe (KW)		-115.83	-132.50
Énergie utilisable produite (MWh - en supposant l'absence de stockage)	362.52	171.6	190.9

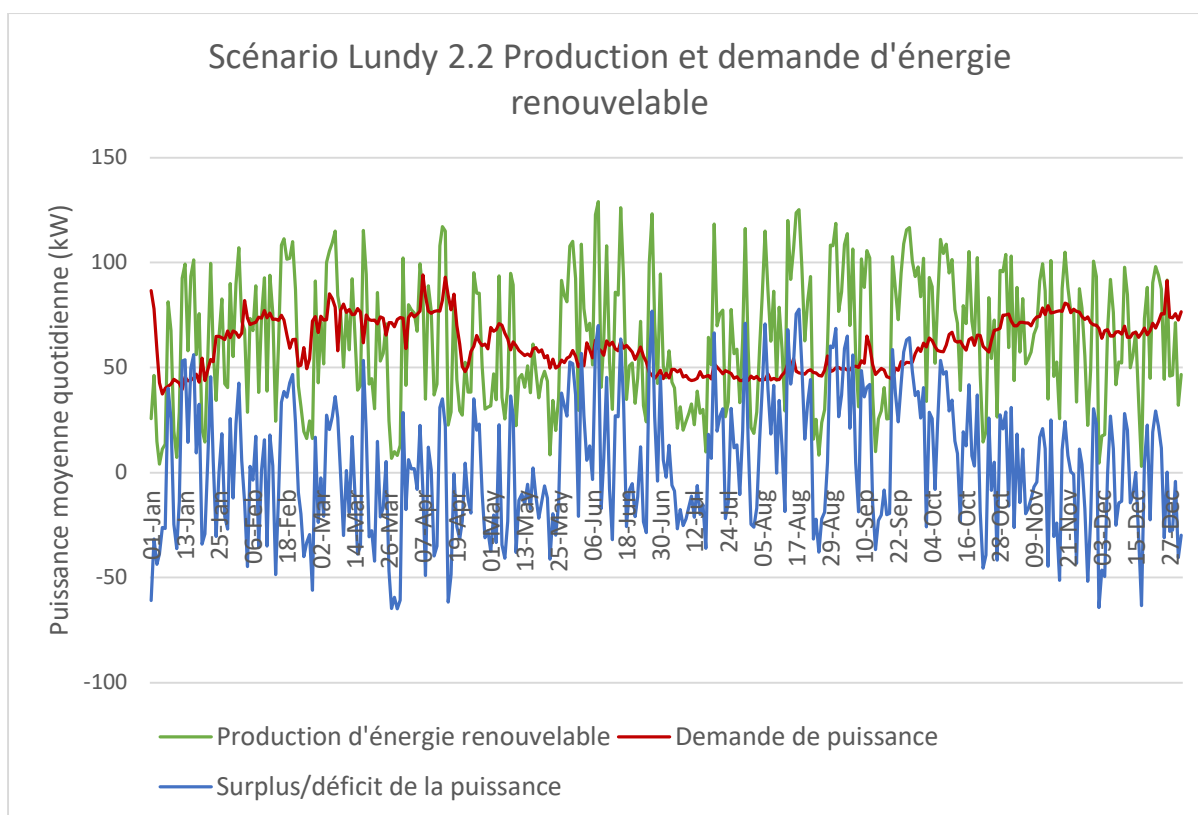


Figure 17 - La tendance générationnelle de l'excédent et du déficit du scénario 2.2 sur un an.

3.6.3 Évaluation des scénarios

Évaluation des parties prenantes

Idéalement, la création de ces scénarios devrait être guidée par les priorités et les objectifs des parties prenantes, qui seraient ensuite contactées à nouveau pour connaître leur avis sur les scénarios modélisés. Dans le cas présent, il n'a pas été possible de procéder à une évaluation des scénarios par les parties prenantes en raison de contraintes de temps et de la pandémie mondiale de coronavirus.

Analyse économique

Nous avons calculé le coût nivelé de l'électricité (LCOE) pour tous les scénarios sur Lundy sur 25 ans, comme le résume le tableau 13. Une description des données et des calculs est disponible dans l'annexe. L'analyse a révélé que pour les scénarios 1.1, 1.2 et 2.2, les coûts les plus bas ont été obtenus sans stockage par batterie. L'ajout d'une petite batterie (0,5 MWh ou moins) n'augmente que marginalement le LCOE et les batteries plus grandes ont une plus grande pression à la hausse sur le coût global de l'électricité. Pour le scénario 2.1, l'ajout d'un système de batteries de 0,2 MWh à la production éolienne et solaire photovoltaïque réduit le coût global de l'électricité par rapport à la production renouvelable seule.

Tableau 13 - Coût nivelé de l'électricité à Lundy

	Scénario 1.1	Scénario 1.2	Scénario 2.1	Scénario 2.2
LCOE du système (€/MWh) - sans stockage	€ 170.32	€ 211.56	€ 155.37	€ 145.68
LCOE du système (€/MWh) - 0,2 MWh	€ 173.56	€ 215.71	€ 151.83	€ 146.70
LCOE du système (€/MWh) - 0,5 MWh	€ 182.80	€ 222.86	€ 155.55	€ 155.15

Analyse de la charge

Les hypothèses suivantes ont été prises en compte dans cette analyse :

1. En raison de l'inadéquation entre la charge et la production d'électricité, une unité de batterie capable de stocker l'énergie excédentaire et de compenser le manque de production d'électricité est située au milieu de l'île.
2. La charge est considérée comme déséquilibrée dans tous les cas et tous les courants et tensions triphasés sont représentés dans les figures.

3. Pour la fiabilité, seul le disjoncteur est pris en compte car la tension du réseau est la tension nominale de la charge (240V/phase), sans qu'il soit nécessaire d'abaisser la tension via un transformateur.
4. L'analyse de fiabilité considère que chaque source d'énergie renouvelable peut alimenter la charge lorsque le générateur diesel est en panne. Cela donne la fiabilité maximale du système. Par conséquent, le taux de défaillance indiqué dans ce rapport est la valeur minimale. En réalité, ces valeurs peuvent être inférieures, mais elles sont supérieures à celles obtenues en considérant uniquement la production diesel. Tout dépend de la quantité d'énergie provenant de sources d'énergie renouvelables et du moment où cette production a lieu.

Les deux principaux objectifs en matière d'énergie renouvelable pour approvisionner l'île sont les suivants (résumés dans le tableau ci-dessous). Tableau 14).

Scénario 1 - Répondre à 50 % de la demande actuelle en énergie de l'île grâce à des technologies renouvelables, en utilisant notamment une éolienne de 55 kW, des panneaux solaires et une solution de stockage. La combinaison des sources d'énergie renouvelable pour atteindre cet objectif peut être organisée en trois sous-scénarios comme suit :

Scénario 1.1 : Une seule éolienne WES 50 sur le site permettrait de répondre à 55 % de la demande annuelle actuelle de l'île. On estime que l'éolienne produira 295MWh d'électricité injectée dans le réseau.

Scénario 1.2 : Une ferme solaire au sol fournirait 49,6 % de la demande énergétique totale de l'île. Cette ferme solaire est estimée produire 264,9MWh d'électricité injectée dans le réseau.

Scénario 1.3 : L'installation de panneaux solaires au sol, la spécification 3 et l'installation de tous les panneaux solaires en toiture à l'est et de 55 % des panneaux solaires en toiture à l'ouest permettraient de répondre à 50 % de la demande en électricité de l'île. Ce scénario devrait produire 266,9 MWh d'électricité injectée dans le réseau.

Scénario 2 - Répondre à 100 % de la demande électrique actuelle de l'île en utilisant l'énergie éolienne, l'énergie solaire, les pompes à chaleur et une solution de stockage. Les combinaisons d'énergies renouvelables suivantes sont proposées pour atteindre cet objectif

Scénario 2.1 : Installation solaire au sol et turbine WES 50. Ce scénario produit 559,9 MWh : 264,9 MWh pour l'énergie solaire au sol et 295 MWh pour la turbine WES 50, soit 104 % de la demande.

Scénario 2.2 : Solaire au sol, turbine NPS 60 et ½ du solaire en toiture orienté vers l'est et l'ouest. Cette combinaison produit 549 MWh : 182,3 MWh provenant de l'énergie solaire au sol, 311 MWh provenant de la turbine NPS 60 et 55,7 MWh combinés provenant de l'énergie solaire sur les toits est et ouest, soit 103 % de la demande.

Tableau 14 - Scénarios relatifs aux énergies renouvelables

Scénarios		Objectifs	WT	PV	Pompe à chaleur
1	1.1	50 %	WES 50	Non	Aucune donnée disponible
	1.2		Non	Solaire au sol	Aucune donnée disponible
	1.3		NON	<ul style="list-style-type: none"> • Montage au sol • Tous les toits de l'est • 55 % toiture ouest 	Aucune donnée disponible
2	2.1	100 %	WES 50	Montage au sol	Aucune donnée disponible
	2.2		NP60	<ul style="list-style-type: none"> • Montage au sol • ½ de la toiture orientée à l'est et à l'ouest 	Aucune donnée disponible

Pour étudier l'effet de l'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le réseau électrique, la valeur maximale de la charge et des sorties d'énergie renouvelable doit être connue. Cela donne une idée de la capacité du système électrique actuel à gérer la puissance entre les charges et les sources. Les valeurs de la charge maximale et des sources d'énergie renouvelable pour chaque scénario sont indiquées dans le tableau 15. Le déséquilibre dans les courants des phases est considéré dans cette étude, selon les données fournies.

Tableau 15 - Charge maximale et production maximale d'énergie renouvelable pour chaque scénario

Scénarios		Production maximale d'électricité		Charge maximale	
		Énergie renouvelable	Chargement	Énergie renouvelable	Chargement
1	1.1	72kW	0,0 kW	72kW	148.3kW
	1.2	214.09kW	74.27kW	14.94kW	136.638kW
	1.3	211.12kW	73.35kW	1.65kW	136.64kW
2	2.1	324.7kW	104.17kW	146.2kW	136.64kW
	2.2	245.23kW	70.06kW	65.86kW	136..64kW

L'emplacement des sources d'énergie renouvelables et le point de raccordement au réseau sont indiqués sur le schéma 18 et le tableau 16.



Schéma 18 - Localisation des sources d'énergie renouvelables

Tableau 16 - Points de raccordement des sources d'énergie renouvelables

Type d'ER	Point de connexion
Solaire au sol	L13
Toiture Est	L9, L10, L13
Toit ouest	L9, L10, L13
Toit sud	L11 et L12
Turbine éolienne	L14

Évaluation du flux d'énergie

Scénario 1 : 50 % de la charge fournie par les énergies renouvelables

L'objectif principal du scénario 1 est de fournir 50 % de la charge à partir d'énergies renouvelables. Sur la base du Tableau 14 et le modèle Simulink, la chute de tension du nœud de charge pour le scénario 1 par rapport au fonctionnement du générateur diesel est illustrée sur le schéma 19 pour les conditions de charge maximale et le Schéma 20 pour la production maximale d'énergie renouvelable. L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique réduit la chute de tension d'environ 0,5 %. Il convient de noter que chaque nœud a trois barres (pour les trois phases en raison des courants de charge déséquilibrés).

La capacité d'utilisation du câble par rapport à la DG est indiquée sur le schéma Schéma 21 pour la charge maximale et Schéma 22 pour l'énergie renouvelable maximale. On constate une baisse de 2 à 5 % de la capacité d'utilisation du câble sous l'effet des énergies renouvelables. Pour la production maximale d'énergie renouvelable, l'utilisation de la capacité du câble est assez élevée au point de connexion de l'énergie renouvelable et de la batterie (80 %), ce qui indique qu'il est nécessaire de remplacer le câble ou d'augmenter sa taille.

Pour les évaluations de la fiabilité, les taux de défaillance pour les nœuds de charge sont indiqués en Schéma 23 par rapport à la condition DG. Le taux de défaillance a été réduit (jusqu'à 75 %) en raison de l'effet de l'intégration des énergies renouvelables.

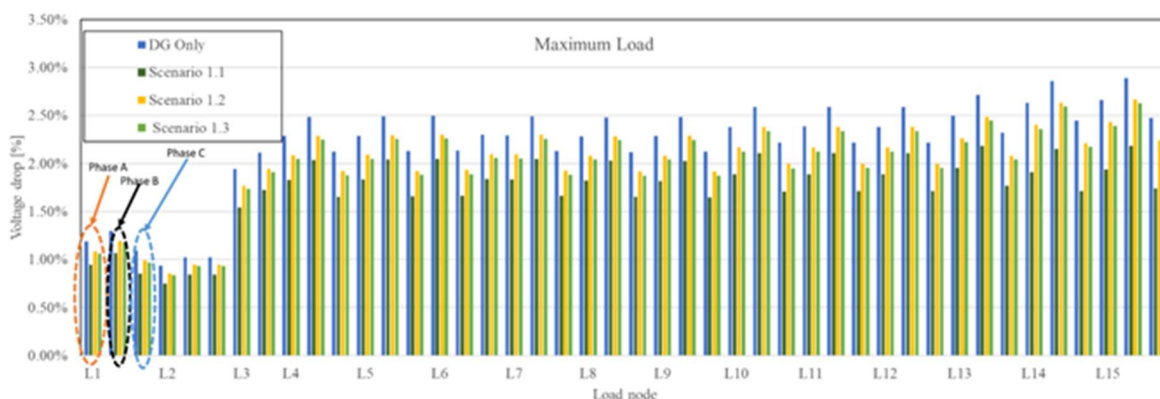


Schéma 19 - Chute de tension au nœud de charge avec les sources d'énergie renouvelables et la DG pour le scénario 1 à la condition de charge maximale.

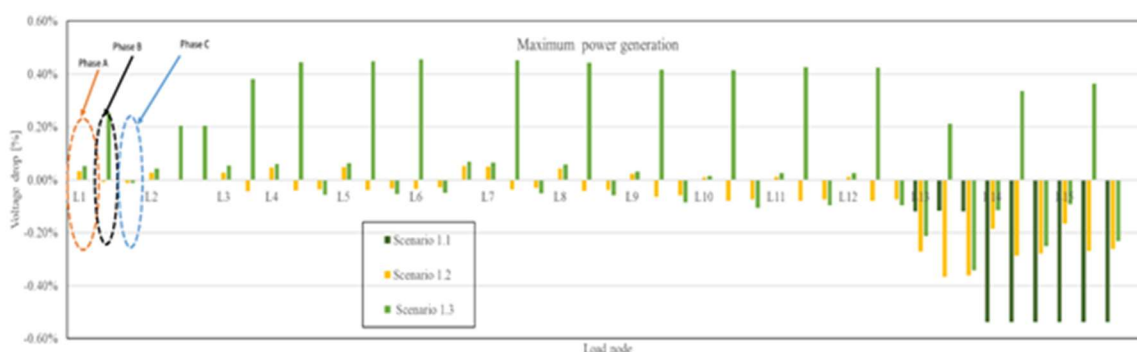


Schéma 20 - Chute de tension au nœud de charge avec les sources d'énergie renouvelables et la DG pour le scénario 1 à la production maximale d'énergie renouvelable.

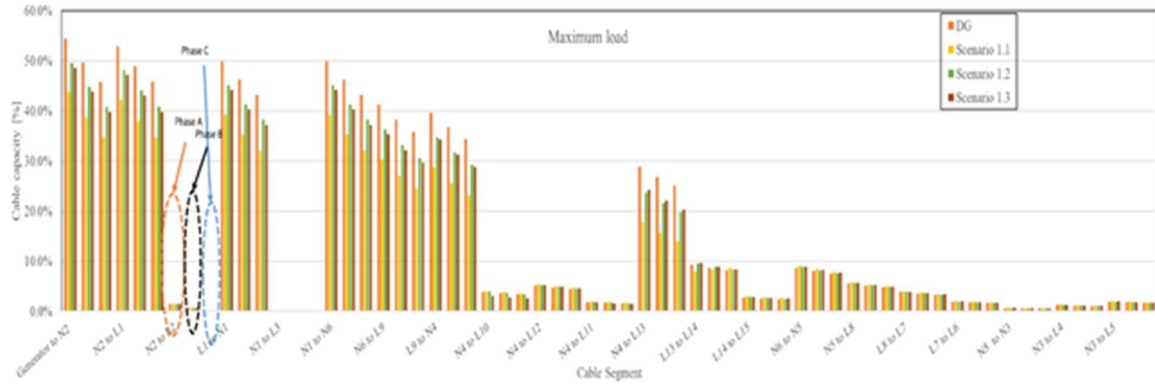


Schéma 21 - Capacité d'utilisation des câbles avec les sources d'énergie renouvelables et la DG pour le scénario 1 en condition de charge maximale.

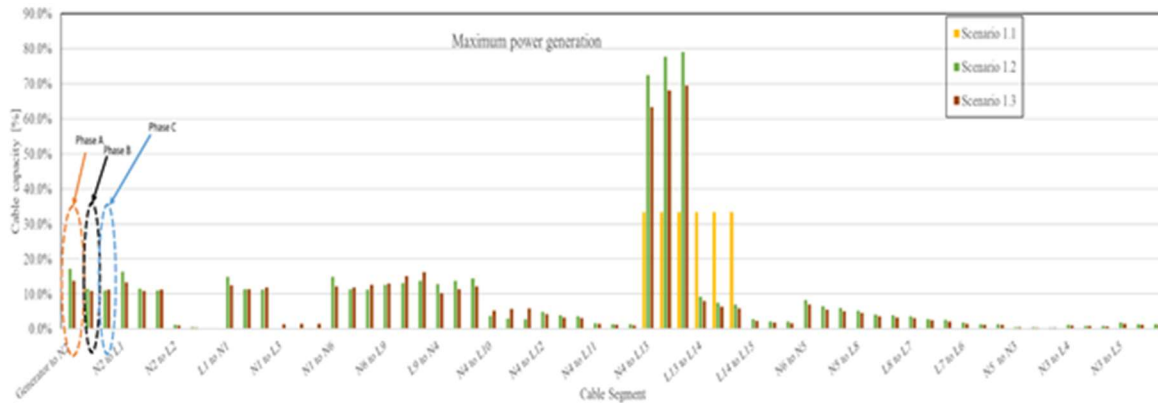


Schéma 22 - Capacité d'utilisation des câbles avec les sources d'énergie renouvelables et la DG pour le scénario 1 à la production maximale d'énergie renouvelable.

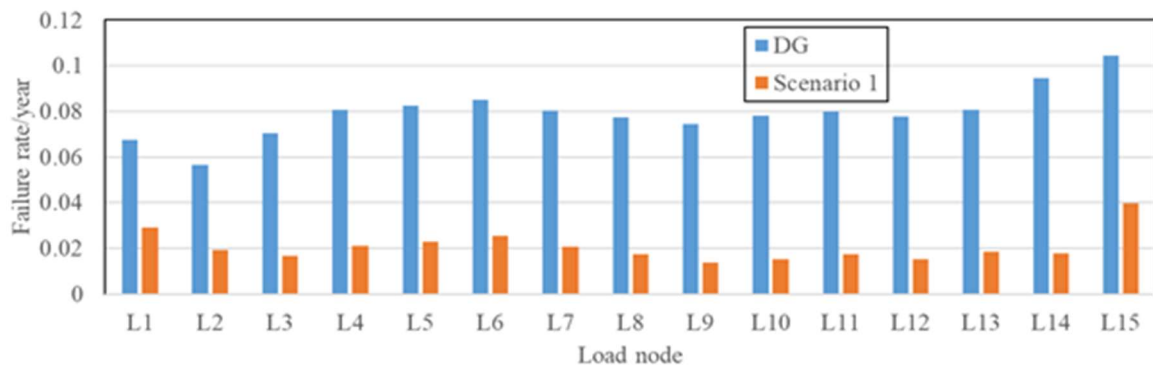


Schéma 23 - Taux de défaillance pour le nœud de charge avec les sources d'énergie renouvelables et la DG pour le scénario 1.

Scénario 2 : 100 % de la charge fournie par les énergies renouvelables

L'objectif principal du scénario 2 est de fournir 100 % de la charge à partir d'énergies renouvelables. La capacité d'utilisation du câble par rapport à la DG est indiquée sur le schéma Schéma 24 pour la charge maximale et Schéma 25 pour l'énergie renouvelable maximale. On constate une baisse de 50 % de la capacité d'utilisation des câbles dans certains segments de câble et une augmentation de 50 % dans d'autres segments de câble connectés aux sources d'énergie renouvelables, mais la capacité maximale d'utilisation des câbles reste de l'ordre de 55 %. Pour la production maximale d'énergie renouvelable, l'utilisation de la capacité du câble est assez élevée au point de connexion de l'énergie renouvelable et de la batterie (120 %), ce qui indique qu'il est nécessaire de remplacer le câble ou d'augmenter sa taille.

La chute de tension du nœud de charge pour le scénario 2 est illustrée sur le schéma 26 pour les conditions de charge maximale et Schéma 27 pour une production maximale d'énergie renouvelable. L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique réduit la chute de tension à moins de 1 %.

Pour les évaluations de la fiabilité, les taux de défaillance pour les nœuds de charge sont indiqués sur le schéma 28 par rapport à la condition DG. Le taux de défaillance a été réduit (jusqu'à 75 %) en raison de l'effet des unités d'énergie renouvelable distribuées.

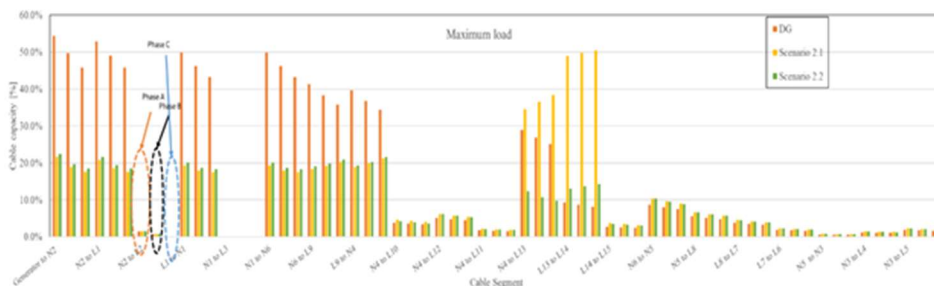


Schéma 24 - Capacité d'utilisation du câble avec les sources renouvelables et la DG pour le scénario 2 en condition de charge maximale.

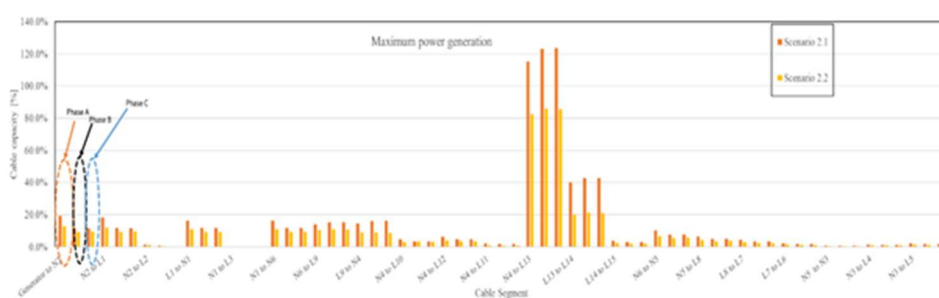


Schéma 25 - Capacité d'utilisation du câble avec les sources renouvelables et la DG pour le scénario 2 à la production maximale d'énergie renouvelable.

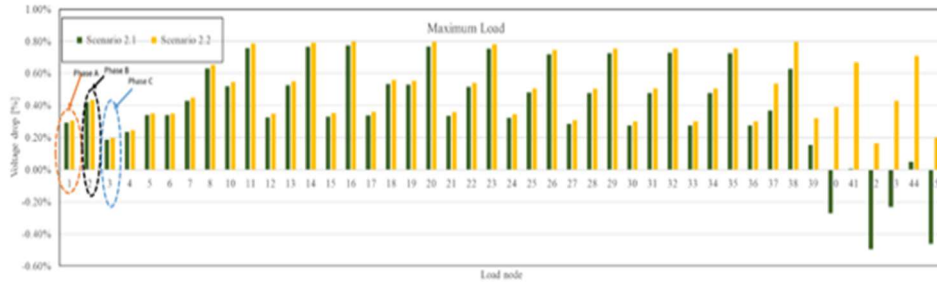


Schéma 26 - Chute de tension au nœud de charge avec les sources renouvelables et la DG pour le scénario 2 à la condition de charge maximale.

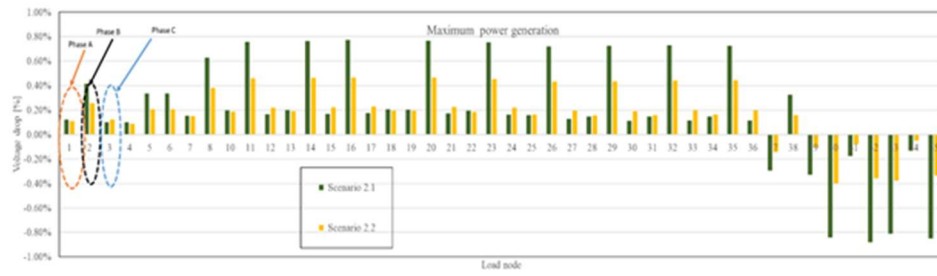


Schéma 27 - Chute de tension au nœud de charge avec les sources renouvelables et la DG pour le scénario 2 à la production maximale d'énergie renouvelable.

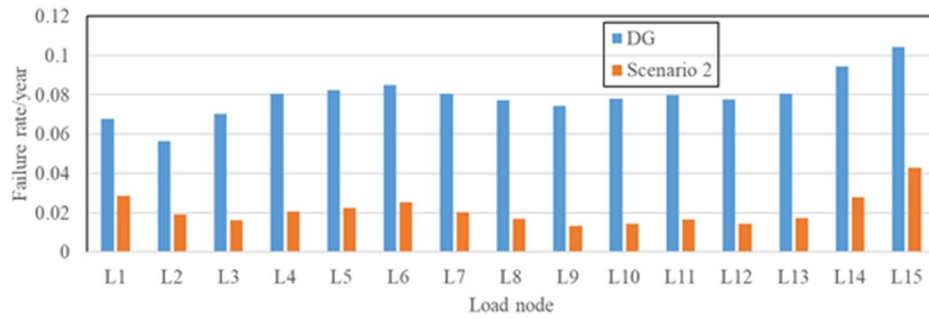


Schéma 28 - Emplacements des sources d'énergie renouvelables.

Schéma 34 :

3.7 Défis de mise en œuvre

La méthodologie ICE reconnaît qu'une transition énergétique est un processus continu, plutôt qu'un événement discret. Il est probable que la situation idéale pour chaque île considérée dans le cadre de l'ICE évolue avec le temps. Les facteurs évidents qui changeront sont les coûts relatifs des technologies éoliennes, solaires et de stockage qui constituent la base de nos scénarios, mais il en sera de même pour d'autres technologies, comme l'énergie marémotrice. Les améliorations de l'efficacité énergétique, et les technologies qui y contribuent, sont également susceptibles de changer au fil du temps, tant en termes de coût que d'utilité. Les applications énergétiques intelligentes arrivent sur le marché en nombre croissant, et il est probable qu'une ou plusieurs d'entre elles seront appliquées sur certaines, voire toutes les îles de notre étude. Les principaux obstacles à l'adoption de ces technologies sont les suivants :

- le coût global ;
- des dépenses d'investissement initiales ;
- Perception de l'utilité des technologies émergentes ;
- Sophistication de la gestion du réseau et capacité d'intégrer les nouvelles technologies de réseau.

Les attitudes à l'égard de la technologie peuvent également changer, mais elles peuvent aussi rester les mêmes, même si les technologies s'améliorent en termes de performances et de coûts. Nous avons trouvé des exemples de plusieurs îles où les technologies ont été essayées ou envisagées une fois et où cela a conduit les insulaires à développer des attitudes soit très positives, soit très négatives à leur égard. Cela peut conduire au rejet de technologies qui pourraient autrement sembler appropriées ou signifier un attachement à certaines options même lorsque cela ne semble pas devoir être économiquement favorable. Dans les deux cas, il peut s'avérer nécessaire de faire en sorte que les citoyens adhèrent à une technologie ou qu'une technologie soit exclue. Le sujet est en soi intéressant pour une étude plus approfondie car il peut avoir un impact sur les options disponibles pour les îles et les autres communautés.

Si Molène et Chausey disposent d'un potentiel suffisant pour atteindre un objectif de 100 % d'électricité renouvelable, d'autres sites devront peut-être viser moins haut au départ. Cela peut être dû à un potentiel limité, aux coûts relatifs des énergies renouvelables par rapport aux combustibles fossiles, ou à d'autres raisons spécifiques à l'île considérée. La MG de l'ICE GM indique clairement qu'il est nécessaire de reconsidérer régulièrement les objectifs en matière de politique énergétique insulaire, ainsi que les moyens d'atteindre ces objectifs. Les deux doivent être réévalués régulièrement. Cette réévaluation doit également tenir compte de l'évolution des besoins et des souhaits des citoyens de l'île et, éventuellement, d'autres parties prenantes.

La MG indique également clairement que les parties prenantes publiques et privées doivent pratiquer la transparence avec les citoyens touchés par les changements du système énergétique. Cela signifie une ouverture sur les technologies à appliquer, les impacts probables sur la performance du système, les impacts sur les émissions locales et la contribution à des problèmes plus larges tels que le changement climatique, mais aussi d'autres voies potentielles pour effectuer des changements. Les entreprises de services publics doivent partir du principe que les membres ordinaires du public ne connaissent pas les options comme les entreprises elles-mêmes et s'efforcer de donner des informations justes et équilibrées au public. Les données réelles sur le fonctionnement effectif des technologies, et tout impact sur les coûts, devraient également être aussi transparentes que possible.

3.7.1 Défis spécifiques à Chausey

Il peut y avoir certaines limites à l'implantation des technologies d'énergie renouvelable sélectionnées sur Chausey, mais il y a suffisamment de sites pour que cela ne pose pas de problème aux niveaux de développement décrits dans les scénarios qui pourraient fournir 100 % d'énergies renouvelables pour l'électricité de l'île.

Comme indiqué dans l'étude de Molène et dans d'autres parties de cette étude, le système français de réglementation de l'approvisionnement en électricité des îles, ainsi que la socialisation des coûts pour les consommateurs français, compliquent l'adoption de volumes importants d'énergies renouvelables. Si la socialisation des coûts est bien accueillie sur l'île, elle supprime une incitation essentielle pour les consommateurs à privilégier l'adoption de technologies à faible émission de carbone. Étant donné que de réelles économies de coûts et de carbone peuvent résulter du passage du diesel aux énergies renouvelables, en tout ou en partie, il est nécessaire de mettre en place un système réglementaire qui permette de réaliser des économies de coûts et de carbone. Cependant, les citoyens de Chausey n'ont pas le contrôle sur ce point.

Un travail supplémentaire sera probablement nécessaire pour s'assurer que les préoccupations des citoyens de Chausey sont correctement prises en compte dans l'adoption de tout changement systémique ou en ce qui concerne le choix de la technologie - c'était une intention du projet ICE, mais l'interaction a été limitée par la quarantaine de la Covid. Une approche de co-création des nouvelles initiatives est essentielle.

3.8 Encourager les entreprises locales

Outre la nature technique variable des produits et services requis dans le cadre d'une transition énergétique intelligente, les facteurs locaux signifient que « qui fait quoi » est susceptible de varier considérablement d'un contexte à l'autre. Par exemple, l'éventail précis des prestataires de services et leurs modalités de passation de marchés dépendent d'un large éventail de facteurs contextuels tels que l'accès au capital, la perception du risque, l'environnement juridique, l'expérience des entrepreneurs, etc. Pour cette raison, il est inapproprié de spécifier ici le champ d'application d'ensembles de contrats particuliers. Nous nous inspirons plutôt de la littérature qui sous-tend les présentes lignes directrices pour esquisser les types de produits et de services susceptibles d'être nécessaires et présenter un cadre que les communautés et autres parties prenantes peuvent utiliser et adapter pour répondre à leurs besoins spécifiques.

3.8.1 Aperçu des principes clés de la méthodologie générale de l'ICE, tiré de T2.1.2

D'une manière générale, la transition énergétique intelligente offrira des possibilités commerciales dans quatre grands domaines :

- **Approvisionnement en énergie renouvelable** - Dans la plupart (mais pas nécessairement toutes) des transitions énergétiques intelligentes dans les territoires périphériques, un objectif important est d'augmenter l'approvisionnement en énergie provenant de sources renouvelables.
- **Technologies et pratiques intelligentes** - Une gestion améliorée ou plus « intelligente » des systèmes électriques par l'adoption de nouvelles technologies et pratiques est une composante essentielle d'un système énergétique intelligent isolé.
- **Engagement des parties prenantes** - La définition des objectifs du système énergétique, le soutien à l'action et la réalisation des avantages de l'action sont tous des éléments cruciaux d'une transition réussie.
- **Supervision et gestion** - Planifier, guider et mesurer le succès de la transition du système dans son ensemble.

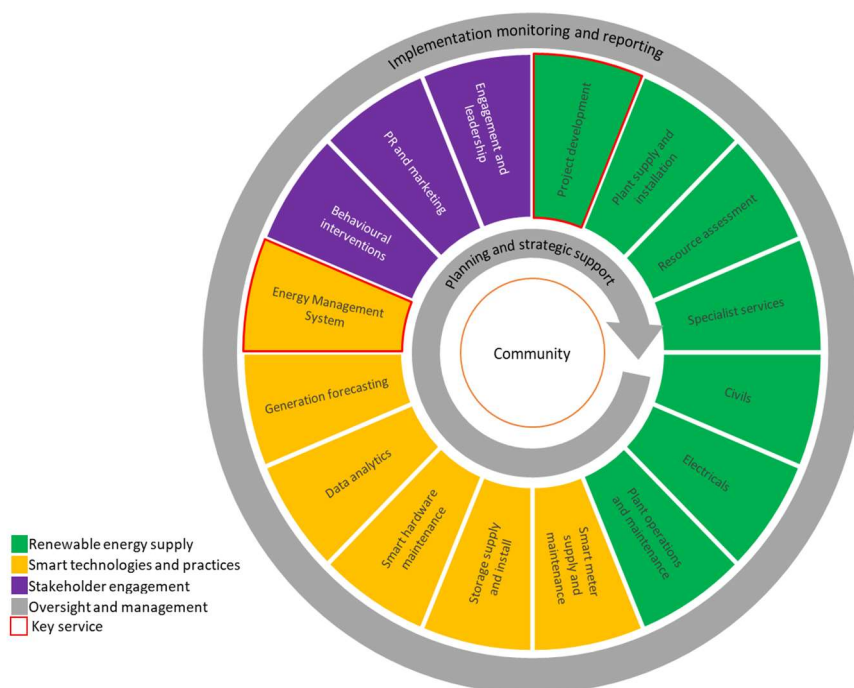


Schéma 29 - Domaines d'opportunité et types de produits et services probables pour la transition.

La MG de l'ICE cherche également à renforcer les capacités des entreprises locales en fournissant des conseils sur des sujets tels que :

- Accès au financement
- Financement de l'innovation

Enfin, un système de soutien aux entreprises basé sur la création d'un réseau d'entreprises invitées à participer à un réseau de collaboration et d'interaction.

3.8.2 Analyse de la chaîne d'approvisionnement locale

L'analyse des capacités des entreprises locales à répondre aux demandes de développement et de maintenance du futur système énergétique a été réalisée comme suit : Les caractéristiques clés du futur système énergétique et des parties prenantes ont été identifiées afin de déterminer les opportunités de services et d'engagement des parties prenantes et de peupler la chaîne de valeur. Ces caractéristiques ont ensuite été mises en correspondance avec les entreprises et organisations voisines de Torrington et du Devon ayant une expertise pertinente afin de produire une image de la capacité locale pour informer une approche de soutien ou d'engagement des entreprises locales.

Caractériser le système énergétique et les parties prenantes

Le système énergétique proposé sur Lundy comprend une seule éolienne et une production solaire photovoltaïque centralisée. Ces technologies de production seront installées à deux endroits. L'éolienne sera installée sur le site d'une éolienne précédente, ce qui peut réduire les exigences en matière de planification et d'autres autorisations (bien que l'île soit une zone de conservation des

oiseaux marins, ce qui peut à son tour ajouter des complications). Au-delà de l'obtention du permis de construire, l'acceptabilité par les parties prenantes peut être une préoccupation pour le Landmark Trust en matière de gestion des relations.

Les panneaux solaires seront situés à proximité de la grange abritant le groupe électrogène existant et un atelier - soit sur le toit du bâtiment, soit sur le champ adjacent. Le champ est un site de valeur archéologique, nécessitant l'autorisation de Historic England pour tout développement, mais le système de montage des panneaux serait fixé avec du ballast pour éviter toute pénétration dans le sol. Les technologies de production proposées sont matures et familières et seraient centralisées sur les deux sites les plus propices à un tel développement.

L'efficacité énergétique n'a pas été explicitement intégrée dans nos scénarios, bien qu'il soit probable qu'elle puisse être améliorée. Encore une fois, la modification des bâtiments historiques peut entraîner des complications et des coûts supplémentaires. Notre modélisation inclut un système de stockage d'énergie par batterie et il existe un système de réponse à la demande sur l'île.

Il existe un nombre limité de parties prenantes concernées par les décisions relatives à l'énergie sur Lundy, principalement des organisations telles que le National Trust, le Landmark Trust, le Torrington District Council (le Conseil de district de Torrington, en tant qu'autorité locale de planification), Historic England et Natural England. Les touristes qui visitent l'île sont également considérés comme ayant un intérêt en tant que clients qui fournissent la principale source de revenus, ils sont également des utilisateurs du système énergétique de l'île. Compte tenu de ce groupe relativement restreint de parties prenantes, le processus d'engagement peut être adapté à une approche de facilitation assez simple.

Cartographie des capacités

Le processus de caractérisation a révélé des opportunités commerciales potentielles dans les trois domaines de l'approvisionnement en énergie renouvelable, des technologies et pratiques intelligentes, et de la supervision et de la gestion. En ce qui concerne l'engagement des parties prenantes, l'île possède un ensemble unique de parties prenantes organisationnelles possédant des droits de propriété ou des droits légaux sur l'île, ce qui signifie qu'un large processus d'engagement des résidents n'est pas nécessaire, bien qu'une certaine médiation puisse être utile au développement de la stratégie. Une gestion attentive des relations avec les visiteurs réguliers de Lundy peut s'avérer nécessaire.

Notre analyse a révélé une bonne disponibilité de l'expertise pour de nombreuses étapes de l'approvisionnement en énergie renouvelable, comme les spécialistes de l'énergie solaire, l'expertise électrique, les consultants en planification et en environnement, ainsi que les ouvriers du sol et les ingénieurs civils. L'installation des turbines éoliennes est généralement effectuée par les fabricants et, en tant que telle, il est peu probable qu'elle soit locale. Notre analyse n'a pas identifié de spécialistes locaux du réseau haute tension, mais le réseau de l'île est actuellement entretenu localement. Des ingénieurs externes (non locaux) pourraient être nécessaires pour effectuer les mises à niveau requises ; il n'est pas certain que les fournisseurs locaux puissent continuer à entretenir le futur système.

En ce qui concerne les technologies intelligentes, les technologies à petite échelle (par exemple, les batteries, l'isolation) pourraient être installées par des constructeurs ou des électriciens accrédités, dont des exemples ont été identifiés localement. L'expertise requise pour les systèmes de gestion de réseaux intelligents, les installateurs de grandes batteries commerciales ou les spécialistes de la

rénovation n'a pas été identifiée dans les environs immédiats et il est probable qu'il faudrait les faire venir de plus loin si nécessaire.

La supervision et la gestion pourraient être assurées ou soutenues par des organisations locales existantes ayant des capacités d'administration et de stockage, ainsi que des métiers de la construction. Un petit nombre de gestionnaires d'actifs de systèmes d'énergie renouvelable ont été identifiés localement et pourraient potentiellement fournir un ensemble plus complet de services.

La plus grande source de valeur pourrait résider dans le potentiel de rendre l'île plus attrayante pour les visiteurs ayant une préférence pour un tourisme plus vert.

3.8.3 Financement disponible

Subventions

Financement national

Innovate UK propose des subventions pour l'innovation commerciale, la recherche et le développement. Par exemple, à partir du 18th août 2020, Innovate UK organise un concours pour son Fonds d'innovation durable : cycle 2 (de minimis) qui financera des projets innovants d'entreprises touchées par la pandémie du coronavirus.

À la suite de la pandémie de coronavirus, le fonds gouvernemental « Getting Building » soutient des projets de construction « prêts à l'emploi » par l'intermédiaire des partenariats locaux d'entreprise.

Le ministère des affaires, de l'énergie et de la stratégie industrielle a lancé un programme d'innovation énergétique qui finance une série de projets axés en particulier sur le chauffage renouvelable et l'efficacité énergétique.

Financement de prêts

Financement national

Innovate UK fournit des prêts à l'innovation depuis 2017. À la suite de la pandémie de coronavirus, Innovate UK a annoncé des « prêts de continuité de l'innovation » pour soutenir les petites et moyennes entreprises et 3^e organisations du secteur soudainement à court de fonds pour un projet en direct en raison de la pandémie.

Le marché du financement des prêts privés reste difficile.

Financement sur fonds propres

Les options de financement par capitaux propres dépendront de la nature de l'organisation responsable de la fourniture du système énergétique. En tant qu'organisations caritatives enregistrées, le National Trust et le Landmark Trust ne peuvent pas eux-mêmes lever des fonds propres.

Par exemple, si une société d'intérêt communautaire était formée pour fournir le nouveau système énergétique, le financement par actions pourrait être levé par un processus similaire à une offre d'actions communautaires. Compte tenu du profil national du National Trust et du Landmark Trust, il pourrait être approprié de faire connaître une telle offre d'actions à une échelle plus large que celle de la communauté.

4 Conclusion

Le modèle ICE suggère des itinéraires crédibles pour que Lundy réalise des scénarios dans lesquels 50 % ou 100 % de son énergie provient de sources d'électricité renouvelables. Le transport a été exclu de l'évaluation, car les options de transport sont relativement limitées sur l'île, conformément à son esthétique rurale. Il pourrait y avoir un potentiel limité de passage à des véhicules électriques pour les quelques véhicules en service sur l'île, ce qui pourrait offrir une possibilité limitée de stockage autre que dans des batteries stationnaires.

Une combinaison d'énergie éolienne et solaire s'est avérée plus utile pour répondre à la demande que l'une ou l'autre technologie seule. L'éolien s'adapte bien à la demande sur Lundy, qui peut ensuite être équilibrée par le stockage. Les scénarios 100 % incluent une recommandation pour une capacité de stockage substantielle afin de permettre le passage aux énergies renouvelables. L'efficacité économique du passage à 100 % d'énergies renouvelables dépendra dans une certaine mesure du coût du stockage, ainsi que du coût de l'énergie solaire et éolienne. Si les coûts de ces deux dernières énergies n'ont cessé de baisser entre 2008 et 2022, devenant, selon les principaux évaluateurs du secteur, la forme la moins chère de nouvelles capacités de production d'électricité (), le stockage () reste relativement cher. Il convient de noter que nos scénarios montrent un avantage économique pour une approche avec un mélange de production solaire PV et de production éolienne, le LCOE augmente quelque peu avec l'ajout du stockage, mais cela peut encore être justifié pour permettre l'équilibrage du système et réduire le besoin de capacité de production excédentaire. Notre analyse économique a montré un LCOE substantiellement avantageux dans les scénarios 100 %, et le LCOE reste attrayant même avec les coûts de stockage supplémentaires. Cela nous amène à recommander cette ligne de conduite.

Bien que l'ensemble des parties prenantes soit plus limité en ce qui concerne ce système énergétique insulaire, même en comparaison avec le nombre relativement faible de la plupart de nos études de cas, le Landmark Trust devra tenir compte de l'impact sur ses sponsors et ses clients de tout changement des conditions sur Lundy en ce qui concerne le paysage et son altération. Il est nécessaire d'examiner comment un ensemble plus large de points de vue des visiteurs de l'île peut être pris en compte en ce qui concerne tout changement substantiel des opérations et de l'esthétique de l'île. L'existence préalable d'une éolienne opérationnelle sur l'île peut faciliter l'examen d'une nouvelle éolienne, ce qui peut être controversé dans les paysages protégés et où l'opinion publique peut avoir un impact sur les dons. Cela peut aider à la fois à la planification et à l'acceptation, mais aussi à la sélection du site.

Le système réglementaire britannique offre un soutien plus limité aux nouvelles capacités qu'il ne l'était au début de ce projet, avec la fin des nouveaux entrants du Feed-in Tariff (FiT) en 2019, et il est peu probable que Lundy puisse obtenir des subventions publiques. Malgré cela, le coût élevé de l'approvisionnement actuel en combustibles fossiles peut encore permettre une justification uniquement par comparaison avec la production diesel. Comme pour nos études de cas sur les îles françaises, il existe un potentiel pour les pompes à chaleur sur Lundy, en particulier parce qu'une alternative au réseau de chaleur actuel sera nécessaire. Bien qu'il y ait relativement moins d'opportunités sur Lundy, le Landmark Trust pourrait trouver plus facile d'accéder au capital pour un tel investissement que les ménages de Chausey ou Molène. Cela peut également présenter des avantages moins tangibles pour le Trust, puisque la réduction de la consommation d'énergie peut présenter des opportunités de marketing pour le tourisme vert.

4.1 Évaluation de la validité - la méthodologie générale s'applique-t-elle dans ce contexte ?

Nous examinons l'application de la Méthodologie générale (MG) de l'ICE, et toute question découlant de cette approche, dans un addendum à la MG, qui est disponible sous la forme d'un document autonome intitulé « Lessons from application of the ICE General Methodology » (Leçons tirées de l'application de la méthodologie générale de l'ICE) sur le site internet de l'ICE.

5 Références

aardvark (2017) « Lundy Island Energy Assessment Report » (« Rapport d'évaluation énergétique de l'île de Lundy »), (février).

Aitken, M., Haggett, C. et Rudolph, D. (2014) *Wind Farms Community Engagement Good Practice Review*. (Revue des bonnes pratiques en matière d'engagement communautaire dans les parcs éoliens) Disponible à l'adresse : www.climatexchange.org.uk (consulté le 7 décembre 2022).

Aitken, M., Haggett, C. et Rudolph, D. (2016) « Practices and rationales of community engagement with wind farms : awareness raising, consultation, empowerment. », (Pratiques et logiques de l'engagement communautaire dans les parcs éoliens : sensibilisation, consultation, autonomisation) *Planning Theory & Practice*, 17(4), pp. 557-576.

Alexander, K. A., Wilding, T. A. et Jacomina Heymans, J. (2013) « Attitudes of Scottish fishers towards marine renewable energy », *Social and cultural impacts of marine fisheries* (Les attitudes des pêcheurs écossais vis-à-vis des énergies marines renouvelables), 37, pp. 239-244. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2012.05.005>.

Bat Conservation Trust (2013) *Parcs éoliens et éoliennes - Menaces pour les chauves-souris*. Disponible à l'adresse : <https://www.bats.org.uk/about-bats/threats-to-bats/wind-farms-and-wind-turbines> (consulté le 7 mai 2020).

BEIS (2017) « Contracts for Difference Second Allocation Round Results » (Contrats de différence - Résultats du deuxième tour d'allocation). Disponible à l'adresse : <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-second-allocation-round-results> (consulté le 16 décembre 2022).

BEIS (2021) 'Transitioning to a net zero energy system : smart systems and flexibility plan 2021' (Transition vers un système énergétique net zéro : systèmes intelligents et plan de flexibilité 2021). Disponible à l'adresse : <https://www.gov.uk/government/publications/transitioning-to-a-net-zero-energy-system-smart-systems-and-flexibility-plan-2021> (consulté le 16 décembre 2022).

Burton, T. *et al.* (2011) *Wind Energy Handbook, 2nd Edition*. (Manuel de l'énergie éolienne, 2e édition) 2nd Editio. Wiley.

Colvin, R.M., Witt, G.B. et Lacey, J. (2016) « How wind became a four-letter word : Lessons for community engagement from a wind energy conflict in King Island, Australia » (Comment le vent est devenu un mot de quatre lettres : Leçons pour l'engagement communautaire d'un conflit sur l'énergie éolienne à King Island, Australie), *Energy Policy*, 98, pp. 483-494. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.09.022>.

Connor, P.M. *et al.* (2014) « Policy and regulation for smart grids in the United Kingdom » (« Politique et réglementation en matière de réseaux intelligents au Royaume-Uni. »), *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, pp. 269-286. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.065>.

DCLG (2015a) « Chambre des Communes : Written Statement : Planification locale, 18 juin, 2015'. Disponible à l'adresse : <https://publications.parliament.uk/pa/cm201516/cmhansrd/cm150618/wmstext/150618m0001.htm> (consulté le 16 décembre 2022).

DCLG (2015b) « Planning practice guidance for renewable and low carbon energy » (Orientation des pratiques de planification pour les énergies renouvelables et à faible teneur en carbone). Disponible à l'adresse : <https://www.gov.uk/guidance/renewable-and-low-carbon-energy> (consulté le 16 décembre 2022).

DECC (2011) « Planning our electric future : a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity ». (« Planification de notre avenir électrique : un livre blanc pour une électricité sûre, abordable et à faible teneur en carbone »). Disponible à l'adresse : <https://www.gov.uk/government/publications/planning-our-electric-future-a-white-paper-for-secure-affordable-and-low-carbon-energy> (consulté le 16 décembre 2022).

DECC (2015) « CFD Auction Allocation Round One - a breakdown of the outcome by technology, year and clearing price » (« CFD enchères attribution du premier tour - une ventilation des résultats par technologie, année et prix de compensation »). Disponible à l'adresse : <https://www.gov.uk/government/publications/cfd-auction-allocation-round-one-a-breakdown-of-the-outcome-by-technology-year-and-clearing-price> (consulté le 16 décembre 2022).

Department for Transport (2013) 'The Strategic Road Network and the Delivery of Sustainable Development' ("Le réseau routier stratégique et la réalisation du développement durable"), (septembre), pp. 1-23.

Devine-Wright, P. (2009) 'Rethinking NIMBYism : The role of place attachment and place identity in explaining place-protective action' (« Repenser le NIMBYism : le rôle de l'attachement au lieu et de l'identité du lieu dans l'explication de l'action de protection du lieu »), *Journal of Community & Applied Social Psychology*, 19 (6), pp. 426-441. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1002/casp.1004>.

Devine-Wright, P. (2011) 'Public engagement with large-scale renewable energy technologies : breaking the cycle of NIMBYism' (Engagement public envers les technologies d'énergie renouvelable à grande échelle : briser le cycle du NIMBYism), *WIREs Climate Change*, 2(1), pp. 19-26. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1002/wcc.89>.

Devine-Wright, P. et Sherry-Brennan, F. (2019) « Where do you draw the line ? Legitimacy and fairness in constructing community benefit fund boundaries for energy infrastructure projects » ('Où trace-t-on la ligne ? Légitimité et équité dans la construction des limites du fonds de bénéfices communautaires pour les projets d'infrastructure énergétique), *Energy Research & Social Science*, 54, pp. 166-175. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.04.002>.

Dollar, A.T.J. (1941) « The Lundy Complex : Its petrology and tectonics » (« Le complexe de Lundy : sa pétrologie et sa tectonique »), *Quarterly Journal of the Geological Society*, 97 (1-4), pp. 39-77. Available at: <https://doi.org/10.1144/GSL.JGS.1941.097.01-04.03>.

Dwyer, J. et Bidwell, D. (2019) « Chains of trust : Energy justice, public engagement, and the first offshore wind farm in the United States » (« Les chaînes de confiance : la justice énergétique, l'engagement public et le premier parc éolien offshore aux États-Unis »), *Energy Research & Social Science*, 47, pp. 166-176. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.08.019>.

Energy Networks Association (2020) *Open Networks fact sheets ("Fiches d'information sur les réseaux ouverts")*, Energy Networks Association. Disponible à l'adresse : <https://www.energynetworks.org/newsroom/open-networks-fact-sheets> (consulté le 16 décembre 2022).

Energy Saving Trust (2020) *Connexion du PV solaire au réseau*.

England, N. (1987) *SITE NOTIFIÉ AU SECRÉTAIRE D'ÉTAT*.

Evans, S. (2019) *Analyse : Les énergies renouvelables britanniques génèrent plus d'électricité que les combustibles fossiles pour la première fois | Carbon Brief, Carbon Brief*. Disponible à l'adresse : <https://www.carbonbrief.org/analysis-uk-renewables-generate-more-electricity-than-fossil-fuels-for-first-time> (consulté le 17 avril 2020).

Firestone, J., Kempton, W. et Krueger, A. (2009) 'Public acceptance of offshore wind power projects in the USA' ("Acceptation par le public des projets d'énergie éolienne en mer aux États-Unis"), *Wind Energy*, 12(2), pp. 183-202. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1002/we.316>.

Fitch-Roy, O. et Connor, P. (2018) « ICE report 1.1.2 Policy Issues - An overview of renewable energy policy and regulatory considerations in Ouessant and the UEA campus » (« Un aperçu de la politique des énergies renouvelables et des considérations réglementaires à Ouessant et sur le campus de l'UEA »).. Disponible à l'adresse : <https://www.ice-interreg.eu/public-deliverables>.

Fitch-Roy, O. et Woodman, B. (2016) *Enchères pour le soutien aux énergies renouvelables au Royaume-Uni : Instruments et leçons apprises.*, pp. 715-730.

Government Planning Portal (2000) « Draft PPS18 : Renewable Energy | Annex 1 Wind Energy Planning Issues : Noise » (« Énergies renouvelables | Annexe 1 Questions relatives à la planification de l'énergie éolienne : Bruit »)..

Green, D. (2005) *Rapport des directeurs généraux de Lundy pour 2005*. Landmark Trust.

Greenage (2014) *Combien de panneaux solaires puis-je installer sur mon toit ? - TheGreenAge*. Disponible à l'adresse : <https://www.thegreenage.co.uk/how-many-solar-panels-can-i-fit-on-my-roof/> (consulté le 16 avril 2020).

de Groot, J. et Bailey, I. (2016) 'What drives attitudes towards marine renewable energy development in island communities in the UK? ("Qu'est-ce qui motive les attitudes envers le développement des énergies marines renouvelables dans les communautés insulaires du Royaume-Uni ?")', *International Journal of Marine Energy*, 13, pp. 80-95. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.ijome.2016.01.007>.

Gross, C. (2007) « Community perspectives of wind energy in Australia : The application of a justice and community fairness framework to increase social acceptance » (« Perspectives communautaires de l'énergie éolienne en Australie : L'application d'un cadre de justice et d'équité communautaire pour accroître l'acceptation sociale »), *Energy Policy*, 35 (5), pp. 2727-2736. Disponible sur : <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.013>.

Haggett, C. (2008) 'Over the Sea and Far Away ? A Consideration of the Planning, Politics and Public Perception of Offshore Wind Farms' ("Par-delà la mer et au loin ? Une étude de la planification, de la politique et de la perception publique des parcs éoliens offshore. »), *Journal of Environmental Policy & Planning*, 10(3), pp. 289-306. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1080/15239080802242787>.

Haggett, C. (2011) 'Understanding public responses to offshore wind power' ("Comprendre les réactions du public à l'énergie éolienne en mer"), *Energy Policy*, 39(2), pp. 503-510. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.014>.

Heaslip, E. et Fahy, F. (2018) « Developing transdisciplinary approaches to community energy transitions : An island case study » (« Développer des approches transdisciplinaires pour les transitions énergétiques communautaires : Une étude de cas insulaire »), *Energy Research & Social Science*, 45, pp. 153-163. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.07.013>.

Historic England (2020) *Living in a Grade I, Grade II* or Grade II Listed Building* ("Vivre dans un bâtiment classé Grade I, Grade II* ou Grade II") *Historic England*. Disponible à l'adresse : <https://historicengland.org.uk/advice/your-home/owning-historic-property/listed-building/> (consulté le 15 avril 2020).

Infield, D.G. and Puddy, J. (1984) 'Wind-powered Electricity Generation on Lundy Island' ("Production d'électricité à partir de l'énergie éolienne sur l'île de Lundy"), in J. Twidell, F. Riddoch, and B. Grainger (eds) *Energy for Rural and Island Communities*. Pergamon, pp. 137-144. Available at: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-030580-6.50021-8>.

Jenkins, N., Long, C. et Wu, J. (2015) "An Overview of the Smart Grid in Great Britain" ("Un aperçu du réseau intelligent en Grande-Bretagne"), *Engineering*, 1(4), pp. 413-421. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.15302/J-ENG-2015112>.

Kerr, S. *et al.* (2014) « Establishing an agenda for social studies research in marine renewable energy » (« Établissement d'un programme de recherche en études sociales sur les énergies marines renouvelables »), *Energy Policy*, 67, pp. 694-702. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.063>.

Klain, S.C. *et al.* (2017) 'Will communities "open-up" to offshore wind ? Lessons learned from New England islands in the United States' (« Les communautés vont-elles s'ouvrir à l'éolien offshore ? Leçons tirées de l'expérience des îles de la Nouvelle-Angleterre aux États-Unis »), *Energy Research & Social Science*, 34, pp. 13-26. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.05.009>.

Landmark Trust (2016) 'Lundy Island Before You Depart Guide 2016' ("Guide de l'île de Lundy avant votre départ 2016"). Disponible à l'adresse : [https://web.archive.org/web/20160224155740/http://www.landmarktrust.org.uk/Documents/lundy/Before you depart guide - sailing 2016.pdf](https://web.archive.org/web/20160224155740/http://www.landmarktrust.org.uk/Documents/lundy/Before%20you%20depart%20guide%20-%20sailing%202016.pdf) (consulté le 16 décembre 2022).

Local Government Association (2020) *Avantages et impacts potentiels de l'énergie éolienne*. Disponible à l'adresse : <https://www.local.gov.uk/benefits-and-potential-impacts-wind-energy> (consulté le 7 mai 2020).

Lundy Field Society (2016) *Rapport annuel de la Lundy Field Society*. Disponible à l'adresse : <http://www.lundy.org.uk/index.php/resources/annual-report-archive?volume=68> (consulté le 16 décembre 2022).

Matthew, G. *et al.* (2018) *Rapport ICE 2.1.2 : Méthodologie générale*. Projet ICE, p. 52.

Mcperson, S., Bolton, J. et Walker, H. (2019) *East Anglia TWO Offshore Windfarm* (« Parc éolien offshore TWO d'East Angli ») *Chapitre 15 Aviation civile et militaire et radar*.

Natural England (2009) *Bats and Onshore Wind Turbines : Interim Guidance, Technical Information Note* ("Chauves-souris et éoliennes terrestres : guide provisoire, note d'information technique.").

Conseil de North Devon et Torridge (2011) *Plan local de North Devon et Torridge 2011-2031*. Disponible à l'adresse : <https://consult.torridge.gov.uk/portal/planning/localplan/adoption/interactive?pointId=5051463#document-5051463> (consulté le 7 mai 2020).

Ofgem (2013) *Créer le bon environnement pour la réponse à la demande : Les prochaines étapes*. Disponible à l'adresse : <https://www.ofgem.gov.uk/publications/creating-right-environment-demand-side-response-next-steps> (consulté le 16 décembre 2022).

Ofgem (2014) « A guide to electricity distribution connections policy » (« Guide de la politique de raccordement des réseaux de distribution d'électricité »). Disponible à l'adresse : https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/04/guide_electricity_distribution_connections_policy_0.pdf (consulté le 16 décembre 2022).

Ofgem (2017) « Consultation on penalties for the distribution network operators under the Incentive on Connections Engagement. » (« Consultation sur les pénalités pour les gestionnaires de réseaux de distribution dans le cadre de l'incitation à l'engagement de raccordement ») Disponible à l'adresse : <https://www.ofgem.gov.uk/publications/consultation-penalties-distribution-network-operators-under-incentive-connections-engagement> (consulté le 16 décembre 2022).

Ofgem (2019) *Position paper on Distribution System Operation : our approach and regulatory priorities* ("Prise de position sur l'exploitation du réseau de distribution : notre approche et les priorités réglementaires"), p. 40. Disponible à l'adresse : <https://www.ofgem.gov.uk/publications/ofgem-position-paper-distribution-system-operation-our-approach-and-regulatory-priorities> (consulté le 16 décembre 2022).

Papazu, I. (2016) « Management through hope : an ethnography of Denmark's Renewable Energy Island » (« La gestion par l'espoir : une ethnographie de l'île des énergies renouvelables du Danemark »), *Journal of Organizational Ethnography*, 5 (2), pp. 184-200. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1108/JOE-11-2015-0025>.

Loi sur l'aménagement du territoire de 2008 (2008). Disponible à l'adresse : <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/29/contents> (consulté le 16 décembre 2022).

Reed, M.S. (2008) 'Stakeholder participation for environmental management : A literature review' ("La participation des parties prenantes à la gestion de l'environnement : Une revue de la littérature"), *Biological Conservation*, 141(10), pp. 2417-2431. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2008.07.014>.

Rudolph, D., Haggett, C. et Aitken, M. (2014) *Avantages pour la collectivité des énergies renouvelables en mer : Examen des bonnes pratiques*. Disponible à l'adresse : www.climatexchange.org.uk (consulté le 7 décembre 2022).

Rudolph, D., Haggett, C. et Aitken, M. (2017) 'Community benefits from offshore renewables : The relationship between different understandings of impact, community, and benefit' ("Avantages communautaires des énergies renouvelables en mer : La relation entre les différentes conceptions de

l'impact, de la communauté et des avantages"), *Environment and Planning C : Politics and Space*, 36(1), p. 92-117. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1177/2399654417699206>.

Schwartz, P. (1997) *The Art of the Long View : Planifier l'avenir dans un monde incertain*. John Wiley & Sons.

Smith, L. (2016) « Planning for onshore wind » (planification de l'éolien terrestre). Bibliothèque de la Chambre des communes. Disponible à l'adresse : <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/sn04370/> (consulté le 16 décembre 2022).

Sorensen, H.C. *et al.* (2002) « Experience with and strategies for public involvement in offshore wind projects » (« Expérience et stratégies en matière de participation du public aux projets d'éoliennes en mer »), *International Journal of Environment and Sustainable Development*, 1 (4), pp. 327-336. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1504/IJESD.2002.002353>.

Sperling, K. (2017) 'How does a pioneer community energy project succeed in practice ? The case of the Samsø Renewable Energy Island' ("Comment un projet pionnier d'énergie communautaire réussit-il dans la pratique ? Le cas de l'île aux énergies renouvelables de Samsø »), *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71, pp. 884-897. Disponible à l'adresse : <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.116>.

The Landmark Trust (2020) *MS Oldenburg History*. Disponible à l'adresse : <https://www.landmarktrust.org.uk/lundyisland/ms-oldenburg/history/> (consulté le 28 avril 2020).

UK GOV (2020) *Scheduled monument consent("Autorisation pour les monuments classés") (Angleterre, Écosse et Pays de Galles) - GOV.UK*. Disponible à l'adresse : <https://www.gov.uk/scheduled-monument-consent-england-scotland-wales> (consulté le 4 mai 2020).

Xenias, D. *et al.* (2014) *Scénarios pour le développement des réseaux intelligents au Royaume-Uni : analyse documentaire*. Londres : UKERC : Londres. Disponible à l'adresse : http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-download_file.php?fileId=3510 (consulté le 16 décembre 2022).

6 Lundy Annexe 1

6.1 Évaluation de la ressource solaire

Contraintes de ressources

La carte sur le schéma 4 montre que le sud-ouest du Royaume-Uni a un potentiel relativement élevé pour le solaire photovoltaïque.

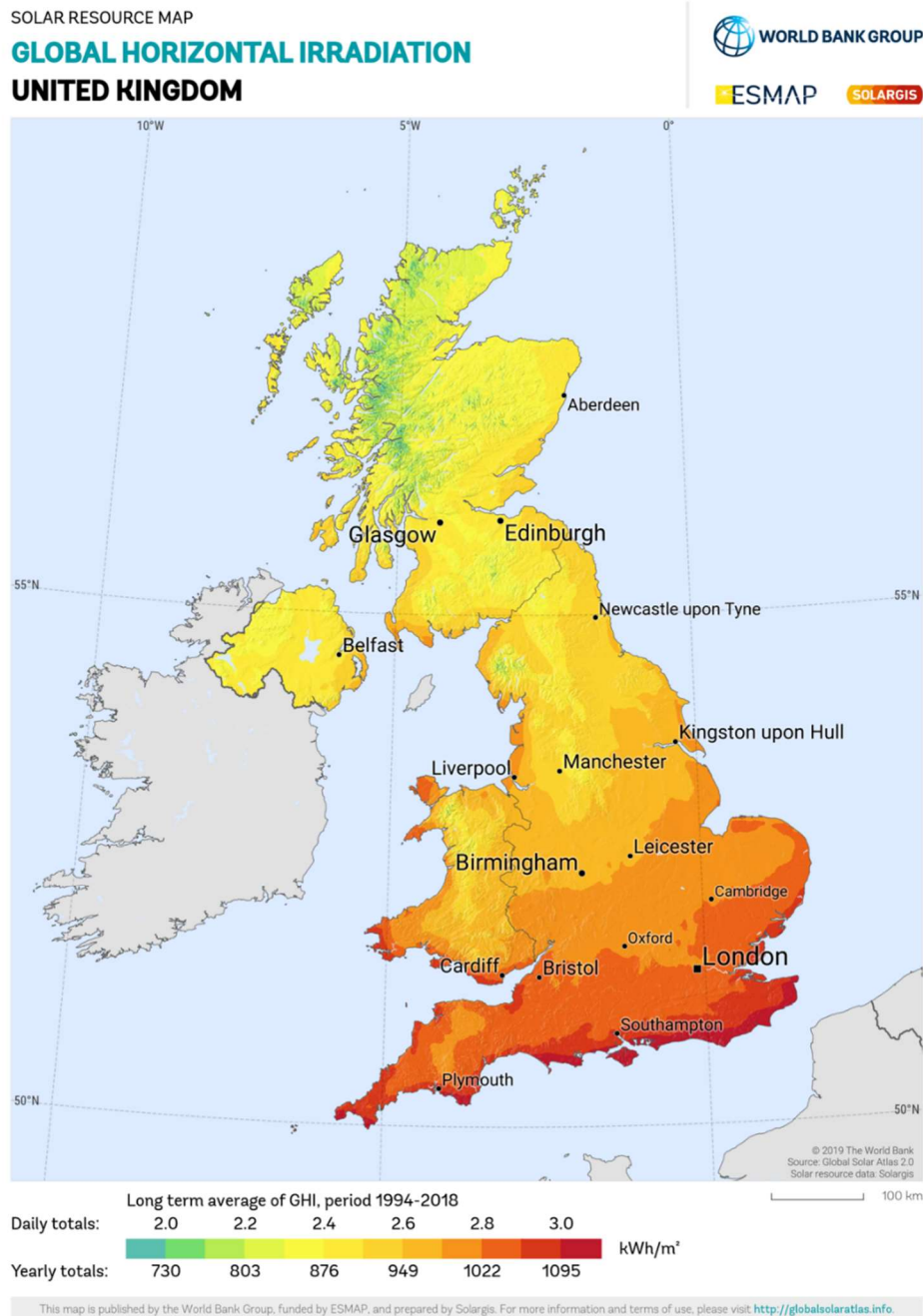


Schéma 30 - Image du système d'information géographique solaire du Royaume-Uni

La latitude et la longitude (51.165° - 4.666°) identifient l'emplacement du pub de l'île, situé dans la zone la plus densément peuplée de l'île. La résolution spatiale de 6 km de ce logiciel est suffisamment grande pour que toute variation du rayonnement solaire autour de l'île soit minimale.

Tableau 17 - Irradiance mensuelle moyenne

Mois	DNI (kWh/m ²)	GHI (kWh/m ²)	G (39°) (kWh/m ²)
Jan-15	30.4	21.7	39.3
Fév-15	62.2	44.3	75.3
Mars-15	108.6	86.9	124.2
Avr-15	146.5	136.8	161.3
Mai-15	131.9	151.3	156.1
Jun-15	150.9	160.6	158.1
Juillet-15	115.3	137.0	137.1
Août-15	94.2	109.1	118.3
Sep-15	108.7	97.6	127.1
Oct-15	68.4	58.8	87.6
Nov-15	18.5	16.1	25.8
Déc-15	12.9	12.2	19.7
<i>Total</i>	<i>1049</i>	<i>1032</i>	<i>1230</i>

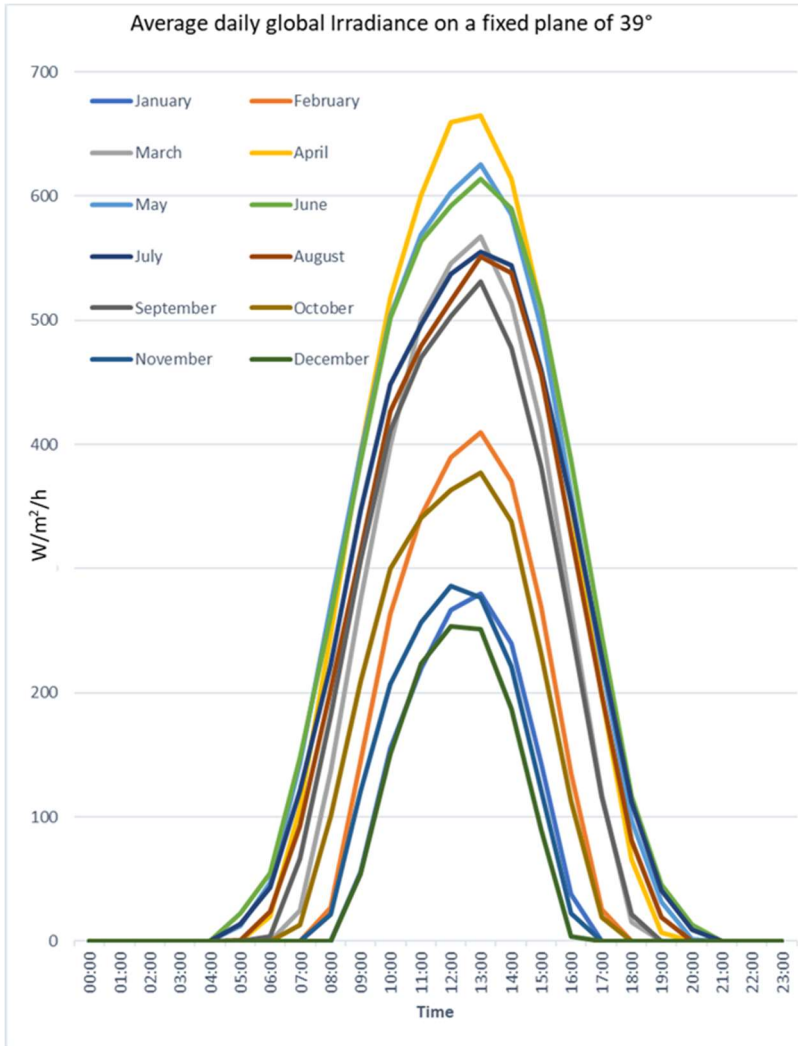


Schéma 31 - L'éclairement énergétique quotidien moyen de G (39°) pour chaque mois de l'année 2015.

Contraintes politiques

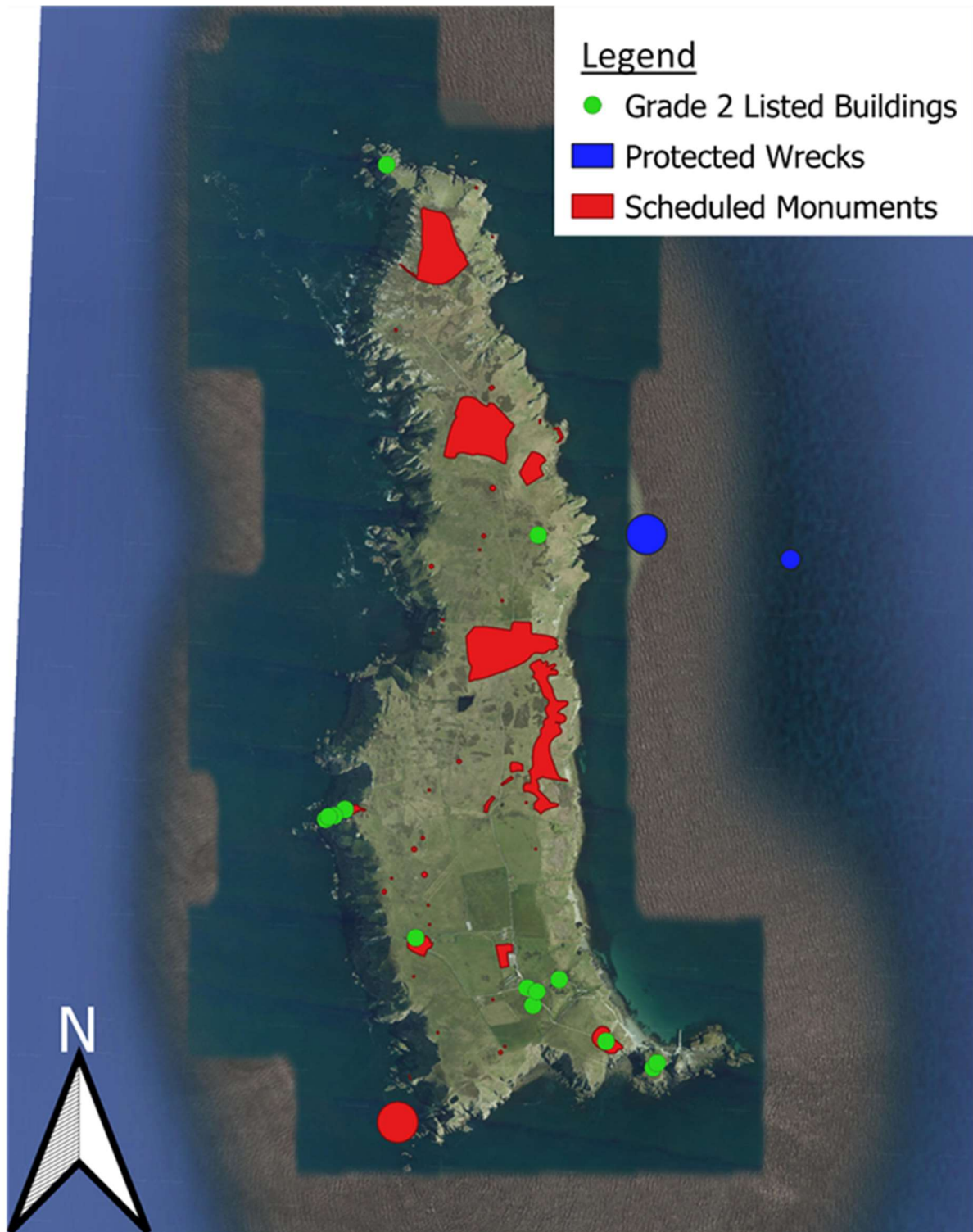


Schéma 32 - Carte de l'île de Lundy indiquant la classification des différentes zones qui posent des défis législatifs supplémentaires à l'installation d'énergies renouvelables. Générée à l'aide de QGIS 3.0 et de données provenant de (Natural England, 2020)

Le plan local du district de Torridge souligne 4 points en ce qui concerne les énergies renouvelables et la chaleur (North Devon and Torridge Council, 2011), qui sont :

- 1) Les propositions d’approvisionnement sur place en énergie renouvelable seront soutenues et encouragées.
- 2) Les projets communautaires qui compensent la demande d’énergie et de chaleur seront soutenus et encouragés.
- 3) Les développements qui n’ont pas d’impact environnemental local significatif et qui préservent les paysages et la biodiversité d’importance nationale seront soutenus.
- 4) Le projet ne devient pas la caractéristique déterminante du paysage. (Conseil de North Devon et Torridge, 2011)

Un bâtiment classé est une classification donnée par Historic England aux bâtiments qui ont une importance nationale. En tant que tels, les bâtiments classés bénéficient d’une protection juridique supplémentaire dans le cadre du système de planification. Un bâtiment classé est défini en trois catégories, classées selon leur importance :

- Grade I, Grade II* et Grade II (avec plus de 92 % des classifications étant le dernier Grade II)

Tableau 18 ci-dessous

Tableau 18 - Tous les bâtiments classés Grade II sur l’île de Lundy. Tous les bâtiments, à l’exception de « Battery Cottage », sont des maisons de vacances (Historic England, 2020).

Propriété	Ancienneté
Battery Cottages (4 bâtiments)	1861
Castel Cottage	1243
Castel Keep South	1243
Castel Keep East	1243
Castel Keep North	1243
Église de Sainte-Hélène	1896
Government House	1836
Millcombe House	1836
Old House North	1780
Old House South	1780
Old Light Cottage	1819
Old Light Lower	1819

Old Light Upper	1819
Stoneycroft	1819
Tibbetts	1909

La liste couvre l'ensemble du bâtiment, y compris l'intérieur, sauf indication contraire, et peut également couvrir les structures et les installations annexes, les grands ajouts et, pour les bâtiments antérieurs à 1948, le terrain sur lequel il se trouve. Chaque bâtiment classé dans Tableau 18 doit faire l'objet d'une autorisation de construction classée avant toute adjonction. (Historic England, 2020).

Un monument classé est une classification donnée par Historic England sur les sites contenant des sites archéologiques ou des bâtiments historiques d'importance nationale. Les modifications doivent faire l'objet d'une autorisation écrite du secrétaire d'État britannique au numérique, à la culture, aux médias et aux sports (DCMS). La Loi sur le consentement aux monuments classés (1979) s'applique aux activités suivantes : démolition, destruction, endommagement, réparation, modification, ajout à la surface ou au sous-sol. Une autorisation d'urbanisme auprès de l'autorité locale est également nécessaire en plus des exigences de la loi nationale (UK GOV, 2020).

La zone a été désignée en 1987, en raison de la flore unique que l'on trouve sur l'île, de son importance pour les oiseaux migrateurs et les oiseaux nicheurs et de la présence de la callune ondulée, que l'on ne trouve que dans des conditions environnementales spécifiques. (Angleterre, 1987). Il existe des lois visant à protéger la zone contre le développement, les dommages et la négligence, et les autorités locales doivent consulter l'organisme de conservation approprié pour tout changement prévu dans la zone. (Angleterre, 1987).



Legend

- Site of Special Scientific Interest

Schéma 33 - Le site d'intérêt scientifique spécial de Lundy (Magic Map, 2020)

Modélisation de la génération

Ces surfaces de toit ont été mises à l'échelle par 0,75 afin d'estimer la surface utilisable pour les panneaux solaires PV. (Greenage, 2014). En raison d'informations extrêmement limitées, concernant la pente et l'orientation ainsi que la taille et l'emplacement des puits de lumière, nous avons appliqué une échelle prudente de 0,5 à une section de la surface de toit orientée au sud pour minimiser la probabilité de surestimer la production d'énergie potentielle. L'échelle de 0,5 n'est appliquée qu'à la plus grande des deux toitures à faible pente orientées au sud. Le Tableau 19 décrit les spécifications des sites de toiture.

Tableau 19 - Spécifications du site des toits solaires

Orientation	Surface totale (m ²)	Multiplicateur (m ²)	Surface utilisable (m ²)
-------------	----------------------------------	----------------------------------	--------------------------------------

Sud (24°)	352	0.75	264
Est	482	0.75	361
Ouest	477	0.75	357
Sud (15°)	108 + 693	0.75/0.5	427

Afin de produire des productions d'énergie théoriques pour chaque type de site, le logiciel PVsyst est utilisé conjointement avec HelioScope, ainsi que plusieurs hypothèses et variables qui sont énumérées ci-dessous :

- Un angle de pente de 24° est supposé pour tous les toits en pente, sauf indication contraire. Cet angle est pris sur le seul toit connu des « anciens bâtiments supérieurs et inférieurs de l'éclairage ».
- Un angle de 15° est utilisé pour le toit sud à faible pente et un espacement des rangées de 1,5 m est supposé.
- Les toits orientés au sud ont un azimut de -20°.
- Les toits orientés vers l'est ont un azimut de -100°.
- Les toits orientés vers l'ouest ont un azimut de 80°.
- Un panneau monocristallin générique de 300 Wc, comme indiqué dans PVsyst, est utilisé pour tous les calculs.
- Tous les toits en pente utilisent des onduleurs de 7.5kW et le toit plat utilise un onduleur de 9kW.
- Tous les bâtiments sont supposés ne pas être affectés par l'ombrage, sauf indication contraire.
- PVGIS - Le fichier solaire COSMO 2015 est utilisé dans tous les calculs.

Solaire photovoltaïque au sol

Le site potentiel pour le solaire au sol illustré Schéma 5 est de 5 354 m² avant l'application de toute zone tampon. Un tampon de 5 mètres est appliqué sur les murs entourant le champ pour minimiser l'ombrage, une fois appliqué, la surface utilisable mesure 3 969m². Le potentiel de production d'énergie solaire photovoltaïque au sol a été modélisé dans PVsyst en utilisant des panneaux génériques de 300 Wp mesurant 1 mètre x 2 mètres et des onduleurs de 30 kW. À l'aide d'Helioscope, nous avons calculé le nombre total de panneaux qui pourraient être installés dans la zone donnée si le cadre de montage supporte deux rangées de panneaux à l'inclinaison optimale de 39° et si les cadres sont espacés de 6 mètres - l'espacement des rangées est défini comme la distance entre l'arrière et l'avant de deux panneaux dans des rangées adjacentes.

Comparaison des données

Pour comparer la production d'énergie avec la demande d'énergie, les valeurs horaires produites par le PVsyst ont été comparées aux données de demande horaire de l'île. Les données de production de l'île sont mesurées sur une base de 10 minutes, donc pour transformer les données, 6 valeurs pour chaque heure ont été additionnées et divisées par 6 pour produire une moyenne pour l'heure. Voici un exemple : les données de la demande de 9h00 à 9h50 sont additionnées, divisées par 6 et considérées comme la demande pour le créneau de 9h00. La comparaison avec la même tranche horaire générationnelle a été la base de cette analyse.

6.2 Évaluation des ressources éoliennes

Les données de vent ont été mesurées sur le site par une éolienne Logic Energy Ltd à une hauteur de 8m. Les données ont fourni la vitesse moyenne du vent, la vitesse des rafales, l'écart type et la direction du vent à une résolution de 10 minutes. Les valeurs sont enregistrées du 01/12/2018 au 01/03/2020 produisant un total de 64 418 lectures individuelles. **La vitesse moyenne du vent est indiquée dans Schéma 7**, calculée à partir de la vitesse moyenne enregistrée au cours de chaque mois.

Les éoliennes sont des structures élevées dont la hauteur du moyeu varie généralement entre 20 et 200 mètres. Par conséquent, les données de vent doivent être mises à l'échelle pour représenter la vitesse du vent à une hauteur donnée. Pour augmenter la vitesse du vent, la longueur de la rugosité aérodynamique de l'environnement doit être définie (Z_0). La longueur de rugosité varie en fonction de l'environnement : les centres-villes ont des valeurs supérieures à 2 m, les parcs et les buissons ont des valeurs de 0,5 m et les océans ouverts ont des longueurs de 0,0002 m. Une rugosité de 0,03 m est supposée pour Lundy, défini comme un terrain plat ouvert avec de l'herbe et quelques obstacles isolés (classe II). (Burton *et al.*, 2011).

Équation 1 - Extrapolation de la vitesse du vent à une hauteur particulière. (Burton *et al.*, 2011)

$$v_2 = v_1 \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}$$

V_2 = Nouvelle vitesse
 V_1 = Vitesse de référence
 H_2 = Nouvelle hauteur
 H_1 = Hauteur de référence

La distribution des vitesses de vent enregistrées au cours des 15 mois de collecte de données à 8m est présentée en Schéma 34. La distribution va migrer vers la droite, vers les plus grandes vitesses de vent, au fur et à mesure que la hauteur au-dessus du sol augmente.

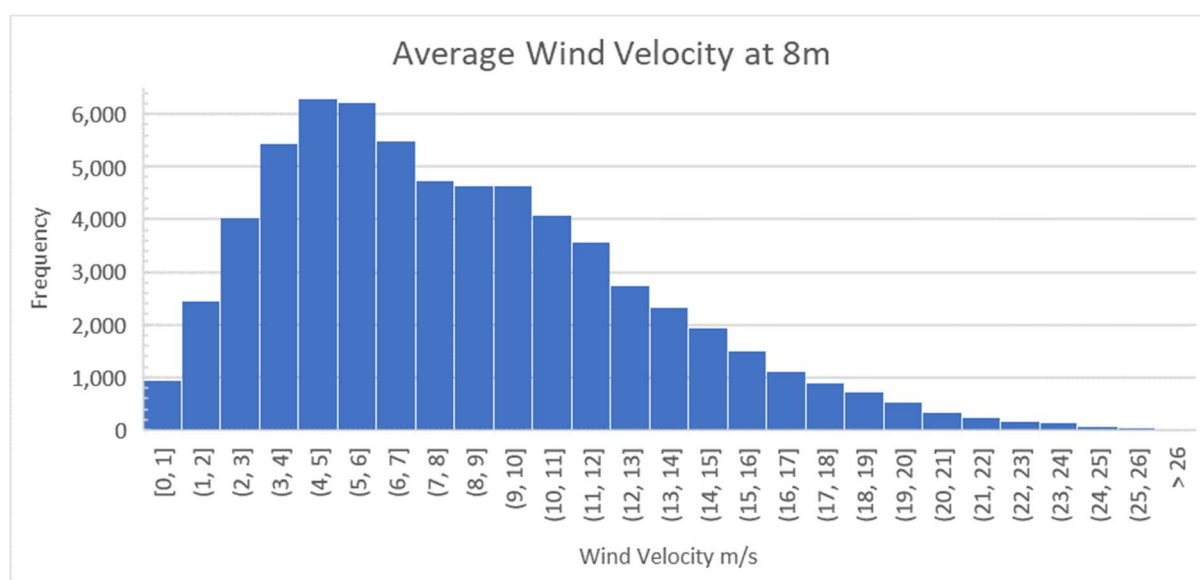


Schéma 34 - Un histogramme des vitesses de vent enregistrées à 8m de hauteur.

La direction du vent a été mesurée par un anémomètre, avec une précision de 22,5°, d'où l'aspect en bloc de la rose des vents illustrée sur le Schéma 35. La plupart des points mesurés se situent entre l'ouest, le nord-ouest et le sud, ce dont il faudra tenir compte si l'on installe une éolienne fixe.

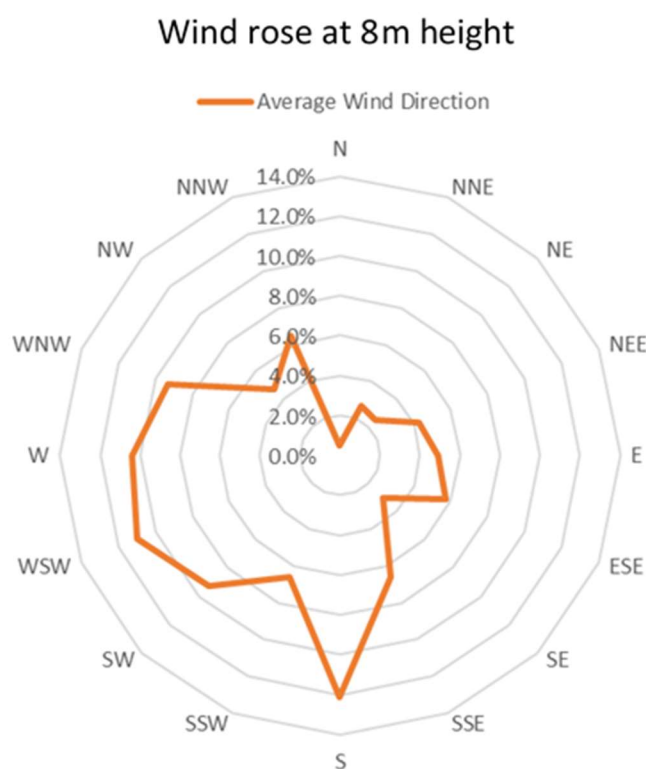


Schéma 35 - Une rose des vents de la direction du vent enregistrée à 8m de hauteur.

Contraintes environnementales et politiques

Plusieurs impacts environnementaux doivent être pris en compte avant l'installation d'une éolienne. Il s'agit notamment des effets de scintillement, du bruit du rotor, des interférences radar, de l'impact visuel et des collisions avec les oiseaux. Chacun de ces impacts potentiels devra être atténué et pondéré par rapport aux avantages de la production d'énergie qu'apporterait l'éolienne. (Local Government Association, 2020).

L'effet de scintillement se produit lorsque la lumière du soleil est interrompue par les pales d'une turbine, créant des ombres intermittentes. Cependant, l'effet ne se produit que dans les propriétés situées à 130° du Nord, à une distance de dix diamètres de rotor (Local Government Association, 2020).

Le bruit du rotor est causé par les composants mécaniques tels que la boîte de vitesse et par l'aérodynamisme lorsque l'air interagit avec les pales de l'éolienne. En général, à 350 m de la source, le niveau de pression acoustique d'une éolienne est égal ou proche du bruit de fond, soit 35-45 dB (A). (Portail de la planification gouvernementale, 2000). Cependant, cela varie en fonction du choix de l'éolienne et des niveaux de bruit de fond.

Les interférences radar sont causées par la réflexion d'un signal radar sur la structure de l'éolienne. Les réflexions peuvent causer des perturbations importantes sur un système radar et tout impact négatif de l'aérodrome de Lundy devrait être quantifié. (Mcpherson, Bolton et Walker, 2019).

L'impact visuel d'une éolienne est entièrement subjectif et dépend uniquement du point de vue des habitants sur cette technologie. Pour qu'une éolienne produise efficacement de l'électricité, elle doit être la plus haute structure des environs, et sera donc toujours visible depuis certaines perspectives. Pour s'assurer que l'impact visuel est minimal, il faut établir des points de vue sur les endroits où l'éolienne est visible, puis mener une enquête auprès des habitants pour s'assurer que tout impact visuel est jugé raisonnable.

La collision entre oiseaux et chauves-souris est un impact négatif potentiel de l'éolienne par collision directe, perte et fragmentation de l'habitat - en raison de la perturbation de la communication des animaux -. (Bat Conservation Trust, 2013). Pour atténuer les impacts sur la faune, des enquêtes approfondies sur les activités doivent être menées pour déterminer le type, l'ampleur et le comportement des espèces présentes. Une zone tampon de 50 m autour des haies est suggérée par Natural England comme mesure d'atténuation minimale et c'est ce qui est utilisé dans le modèle de sélection des sites ci-dessous. (Natural England, 2009).

Les éoliennes doivent également être situées à une distance sûre des maisons et des routes. Highways England indique que 50 m + la hauteur de l'éolienne est une distance minimale de sécurité. (Department for Transport, 2013).

Production d'électricité - les turbines

Les détails complets de chaque turbine sont les suivants :

- 1) WES50 - Une turbine à aimant permanent à entraînement direct de 50 kW, avec une vitesse de vent nominale de 9,5 m/s, une vitesse de vent de coupure de 25 m/s et une vitesse de vent de survie de 52,5 m/s. Hauteurs de moyeu disponibles de 15/18/24/30 m.
- 2) NPS 60C - Une turbine à aimant permanent à plongée directe de 60 kW, avec une vitesse de vent nominale de 11 m/s, une vitesse de vent de coupure de 25 m/s et une vitesse de vent de survie de 52,5 m/s. Hauteurs de moyeu disponibles de 22/29/37 m.
- 3) nED 100 - Une turbine à aimant permanent à entraînement direct de 100 kW, avec une vitesse de vent nominale de 7,5 m/s, une vitesse de vent d'arrêt de 20 m/s et une vitesse de vent de survie de 52,5 m/s. Hauteurs de moyeu disponibles de 24,5/29,5/36m/.

Les calculs énergétiques présentés dans le rapport reposent sur les hypothèses suivantes :

- La turbine est installée sur le site historique de l'éolienne détaillé sur le **schéma 6**.
- Une seule éolienne est installée.
- La hauteur du moyeu est de 18 m pour la WES50, de 22 m pour la NPS 60C et de 29,5 m pour la turbine nED100.
- Les données de vent sont extraites des données recodées et mises à l'échelle pour correspondre à la hauteur du moyeu.
- La turbine est opérationnelle pendant 100 % de l'année.

Fiabilité du système

Sur la base de la puissance totale appelée et du nombre de bâtiments à chaque nœud de charge, la puissance appelée à chaque nœud de charge est estimée en Tableau 20. **Error! Reference source not found.**

Tableau 20 - Puissance du nœud de charge

Nœud de charge	Puissance de la phase A [kW]	Puissance de la phase B [kW]	Puissance de la phase C [kW]
L1	2.81	2.60	2.63
L2	0.72	0.66	0.67
L3	0.00	0.00	0.00
L4	1.31	1.21	1.23
L5	2.00	1.85	1.87
L6	0.66	0.61	0.62
L7	3.33	3.08	3.12
L8	1.86	1.72	1.75
L9	1.70	1.57	1.59
L10	4.14	3.82	3.88
L11	1.93	1.78	1.81
L12	5.48	5.06	5.13
L13	21.38	19.73	20.02
L14	7.23	6.68	6.77
L15	3.07	2.84	2.88

Pour les paramètres du câble, la longueur du câble peut être estimée par le logiciel PlotDigitizer comme sur l'île d'Ouessant. Les paramètres du câble comme indiqué dans Tableau 21.

Tableau 21 - Paramètres du câble

Segment câble	Longueur [m]	taille	R (Ω)	C (μ F)	L (mH)
Générateur à N2	453.88	120	0.100232	0.184126625	0.280202506
N2 à L1	34.4	120	0.007597	0.013955133	0.021236816

N2 à L2	125.7	120	0.027759	0.050993031	0.077600809
L1 à N1	398.3	120	0.087958	0.161579348	0.245890231
N1 à L3	72.439	120	0.015997	0.029386509	0.044720167
N1 à N6	165.327	120	0.03651	0.067068614	0.10206451
N6 à L9	21	120	0.004638	0.008519122	0.012964336
L9 à N4	61.166	120	0.013507	0.024813363	0.037760788
N4 à L10	34.87	120	0.0077	0.014145799	0.021526971
N4 à L12	28.572	120	0.00631	0.011590874	0.017638905
N4 à L11	87.113	120	0.019237	0.035339347	0.053779151
N4 à L13	110.44	120	0.024389	0.044802469	0.068180058
L13 à L14	384.244	120	0.084854	0.155877216	0.237212769
L14 à L15	277.814	120	0.061351	0.112701494	0.171508282
N6 à N5	62.58	120	0.01382	0.025386984	0.03863372
N5 à L8	38.699	120	0.008546	0.015699119	0.023890801
L8 à L7	83.793	120	0.018504	0.033992514	0.051729551
L7 à L6	128.96	120	0.028479	0.052315523	0.079613367
N5 à N3	82.53	120	0.018225	0.03348015	0.050949839
N3 à L4	48.337	120	0.010674	0.009117333	0.029840814
N3 à L5	93.502	120	0.020648	0.037931188	0.057723395

À l'aide de ces données, un modèle Simulink pour Lundy a été construit comme indiqué sur le **Error! Reference source not found.** Schéma 37 montre le courant dans chaque segment de câble. L'utilisation de la capacité du câble est illustrée sur le Schéma 38 ; les câbles ne sont pas fortement chargés, l'utilisation maximale du câble étant d'environ 60 %. Il faut savoir que la puissance de charge est la charge maximale pour toute l'année.

Concernant la chute de tension à chaque nœud de charge, Schéma 39 montre le pourcentage de chute de tension à chaque nœud. Les valeurs positives indiquent dans quelle mesure la tension du nœud est inférieure à la tension nominale. La chute de tension maximale est de 2,7 %, ce qui se situe dans la plage standard de fluctuation de la tension.

Pour l'évaluation de la fiabilité, la technique employée pour l'île d'Ouessant est répétée ici. La procédure d'exploitation de l'unité des générateurs est que seulement un ou deux moteurs fonctionnent à tout moment, le troisième moteur servant de réserve en cas d'arrêt non planifié. Cela signifie que deux générateurs sur trois sont en marche. En fonction de la longueur du câble, le taux de défaillance des segments de câble est indiqué sur le Schéma 36.

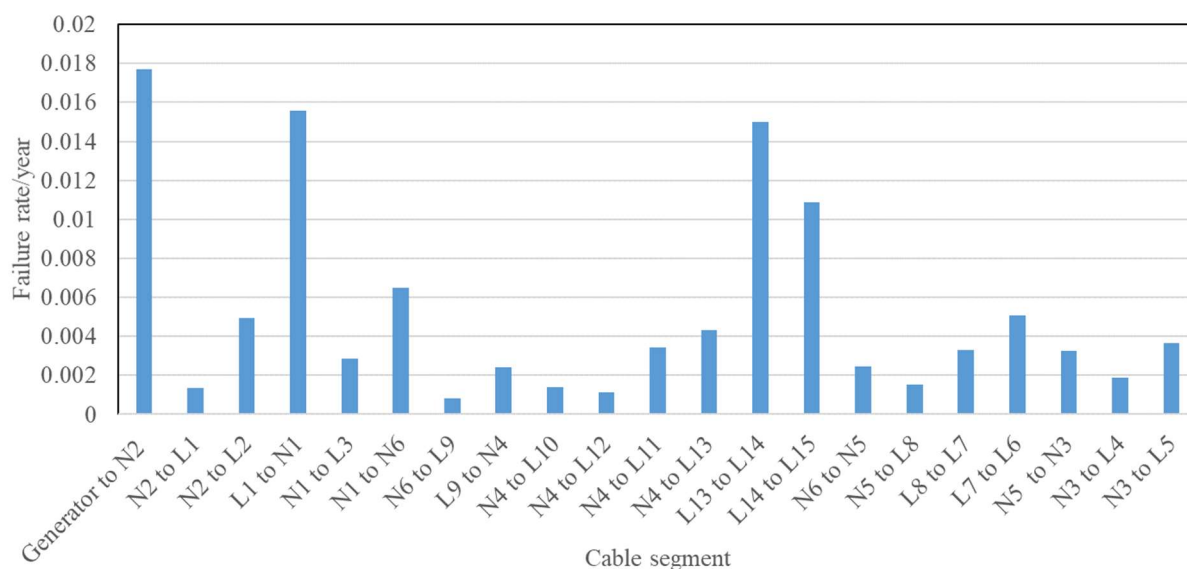
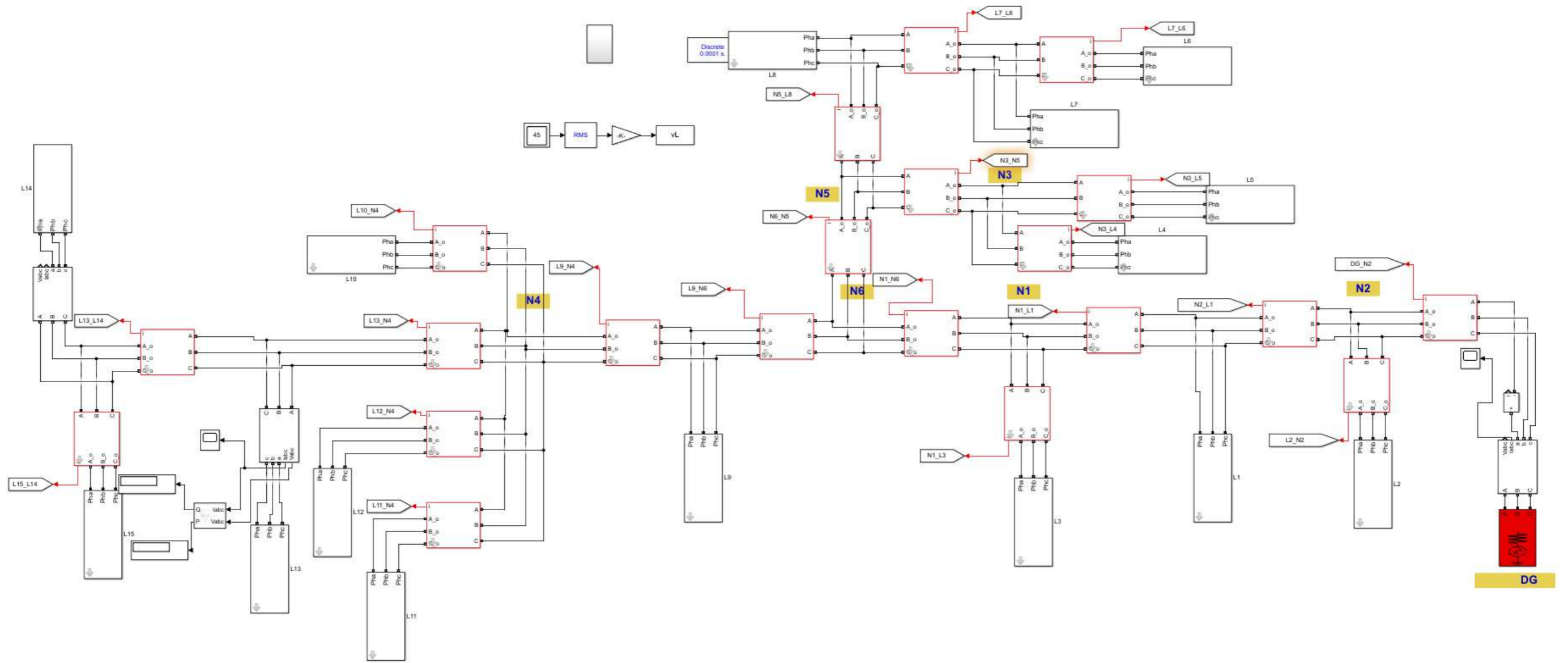


Schéma 36 : Taux de défaillance annuel du réseau électrique et des nœuds de charge de Lundy

Sur la base du schéma du réseau, de la fiabilité des segments de câble, des générateurs et des composants du réseau, le schéma fonctionnel de fiabilité de chaque nœud de charge est intégré au logiciel ReliaSoft. Le taux de défaillance du nœud de charge est indiqué sur le schéma Schéma 40. Le taux de défaillance du réseau augmente avec la distance du groupe électrogène. Le taux de défaillance le plus élevé est de 0,11 par an pour le nœud de charge le plus éloigné du groupe électrogène.



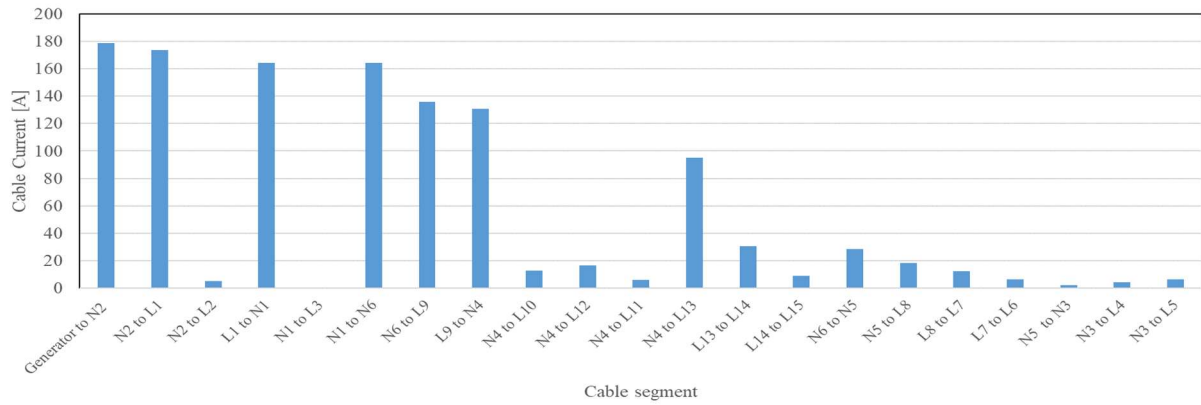


Schéma 37 : Courant du segment de câble

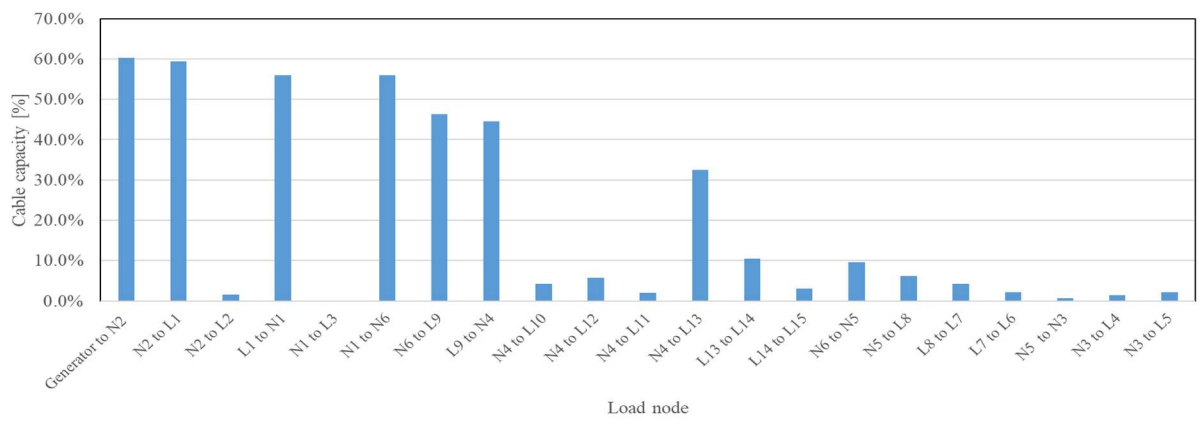


Schéma 38 : Utilisation de la capacité du câble en fonction de la taille du câble de 120 mm²

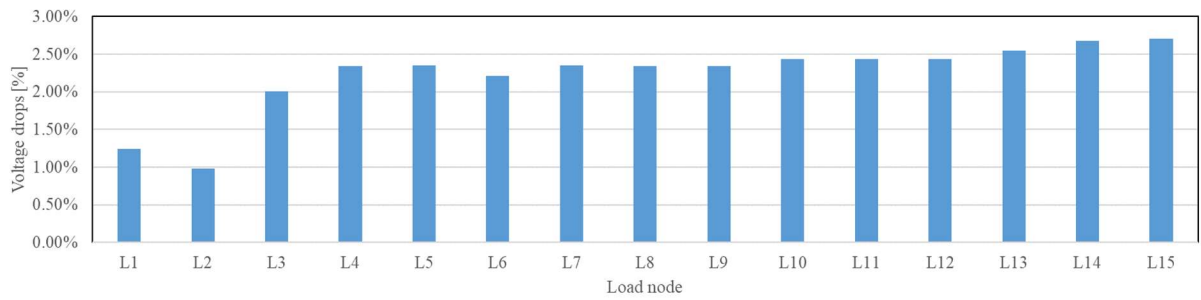
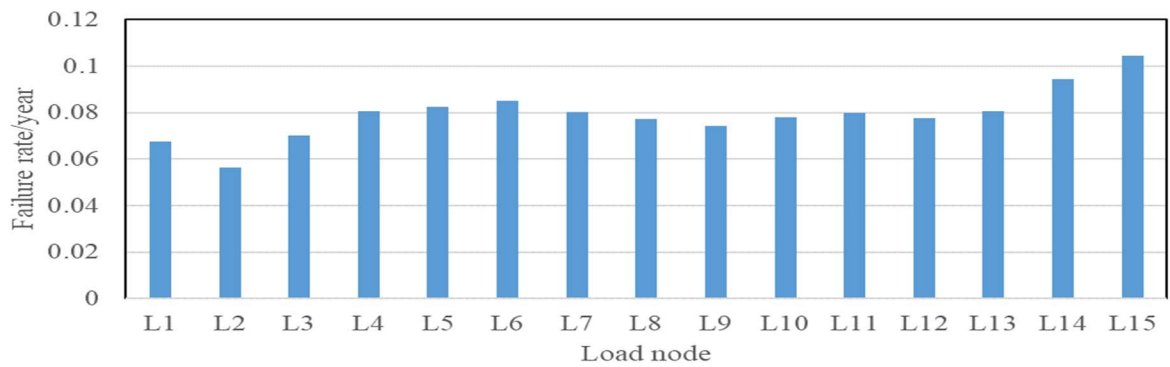


Schéma 39: Chute de tension du nœud de charge



6.3 Encourager l'entrepreneuriat local

Cartographie des capacités

Opportunités pour les fournisseurs		Opportunités pour l'île	Exemples d'entreprises
Planification			
- Justification du projet	Landmark Trust & NT		
- Consultation publique	LT & NT (+ quelques clients)	Cabinets de consultants	
- Arpentage et consentement	Demande d'aménagement, études écologiques et archéologiques, et EIE	Consultants en planification locale, écologistes, archéologues et consultants en environnement.	ONS : 305 entreprises professionnelles, scientifiques et techniques à Torrridge, 4 625 dans le Devon. Yell : Au moins 15 consultants en planification/architectes dans un rayon de 7 miles. Yell : Au moins 3 consultants en environnement à Bideford Yell : 2 archéologues enregistrés dans le Devon
Financement	Capital provenant de trusts ou emprunté	Offre de partage communautaire ? Financement communautaire de l'énergie pour les ménages/entreprises	
Conception et ingénierie des grilles	Intégrer l'offre et la demande Mise à niveau de la conception du réseau insulaire	Spécialistes de la conception M&E HV	ONS : 435 entreprises de construction à Torrridge, 4 950 dans le Devon.
Approvisionnement			

- Génération	PV solaire au sol + kit Éolienne 50 kW + kit	Via des spécialistes du photovoltaïque et un fabricant de turbines.	
- Stockage	Batterie		
- Interfaces et services	Mise à niveau des câbles vers le courant triphasé et les transformateurs. Stabilisation de la tension		
- Gestion de la demande	Logiciel d'équilibrage Prévision de l'offre et de la demande Matériel DR Relais de communication		
Installation			ONS : 435 entreprises de construction à Torridge 4 950 euros dans le Devon
- Génération	Vent/solaire PV - spécialistes Stockage à petite échelle - générique (MCS) sparky	Installation solaire PV et stockage à petite échelle Vent par le fabricant	Yell : 6 installateurs d'énergie/PV dans un rayon de 12 miles
- Civils	Base des éoliennes Préparation du lieu de stockage	Sociétés d'ingénierie et constructeurs	Yell : 60 'Builders » à moins de 3 miles (Bideford) 11 (« Civil »/'Consulting ») « Engineers » à Bideford
- Électricité	Fils et connexions HT - Spécialiste HT Câbles et connexions BT - generic sparky	Électriciens locaux/M&E pour les travaux BT	Yell : 33 « Electriciens » dans un rayon de 3 miles.
Opération			
- Logistique	Pièces détachées et coordination - LT ou tiers	Stockage sur l'île Stockage local	ONS : 100 entreprises de <i>stockage et de transport</i> à

		Soutien administratif aux entreprises locales	Torridge, 1.195 entreprises dans le Devon. ONS : 195 entreprises d' <i>administration des affaires</i> à Torridge, 2 745 dans le Devon. Yell : 17 prestataires de services de « déménagement et d'entreposage » dans un rayon de 16 km.
- Maintenance	Inspection et suivi	Personnes de métier - électriciens Consultants en environnement Gestionnaires d'actifs RE	ONS : 435 entreprises de construction à Torridge, 4 950 dans le Devon. RE AM : Clean Earth Energy, Communautés pour les énergies renouvelables
- Facturation	N/A en tant que prosummateur unique		
- Gestion	LT ou tiers	Soutien administratif aux entreprises locales	ONS : 195 entreprises d' <i>administration des affaires</i> à Torridge, 2 745 dans le Devon.

« Yell » = Yell (2020), « ONS » = ONS (2019).