

Schéma Directeur des Energies des Iles Marquises

Rapport de synthèse des résultats

Ile de Ua Huka



Décembre 2020



Contexte global et objectif

Contexte de la production et distribution d'électricité des îles Marquises

- Une production électrique fortement carbonée et dépendante d'importations d'énergie fossile
- Des ressources énergétiques contrastées selon les îles :
 - Deux îles avec une production hydroélectrique prépondérante, déjà opérationnelle
 - Deux îles avec une ressource biomasse significative
 - Des potentiels éoliens fortement contraints par la morphologie des îles
- Une gestion de la production et distribution d'électricité variée selon les communes, avec :
 - 3 communes en fin de concession s'interrogeant sur les choix à prendre à court terme
 - 2 communes en régie
- Des configurations des systèmes électriques variées, avec :
 - des réseaux électriques distribués à l'échelle de zones habitées ou de vallées
 - des micro-réseaux alimentant une zone urbanisée
 - des sites isolés

Contexte global et objectif

Objectifs de l'étude

Contribuer à apporter des réponses aux questions suivantes :

- Quels enjeux / contraintes pour un mix entre 75 à 100 % EnR à 2040 ?
- Quel parc optimisé ? Répartition géographique ?
- Enjeu économique (LCOE) ?
- Quels besoins en infrastructure réseau ?
- Quels besoins en moyens d'équilibrage et services systèmes ?



Sommaire

- Contexte global et objectif
- Etapes méthodologiques
- Contexte spécifique à la commune
- Etat des lieux
 - Analyse du système électrique actuel
 - Analyse de la demande
 - Analyse des potentiels ENR
- Scénarisation
 - Principes de la scénarisation
 - Paramétrage des scénarios
 - Résultats du scénario n°1
 - Résultats des scénarios n°1 bis et 1 ter
 - Résultats du scénario n°2
- Conclusions

Etapes méthodologiques

1

Construction
jeux de données
d'entrée

Données
économiques

Moyens de
production



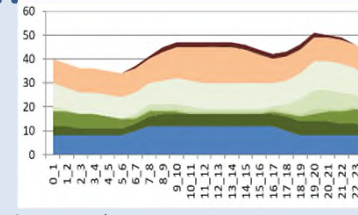
Source : Wikimedia

Réseau
électrique



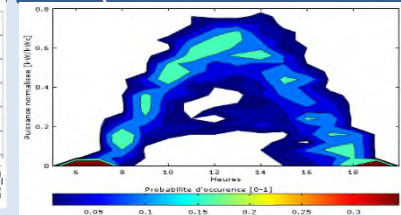
Source : Artelia

Caractérisation de la
demande



Source : Enerdata

Caractérisation des
potentiels ENR



Source : Artelia

2

Modélisation et validation sur l'état actuel du réseau électrique

Trajectoire optimale
réseau électrique,
mix de production,
capacité de stockage,
...

3

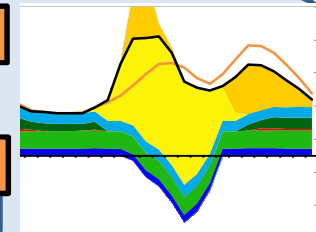
Optimisation du SE sur la trajectoire étudiée

CLE-OPT / Homer

5

Validation statique et dynamique

PowerFactory



6

Analyse des impacts économiques

Contexte spécifique de la commune de Ua Huka

Enjeux :

- Disposer d'une connaissance des enjeux pour discuter avec le concessionnaire les investissements prévus sur le réseau et sur les moyens de production
- Développement de la vallée de Vaipae sur les terres au nord de l'aéroport à proximité du musée.
- Disponibilité d'énergie pour accompagner le développement d'activité économique sur l'île via des projets de type centre de traitement du gibier, machine à glace pour les activités de pêche...
- Enjeu paysager fort d'intégration des nouveaux moyens de production.
- Enjeu de sécheresse de plus en plus fréquent qui conduisent à des restrictions d'eau.

Analyse du système électrique actuel

Configurations présentes

■ Réseau électrique

couvrant les villages de :
Vaipae, Vaianui, Hane et Hokatu

■ Moyens de production :

1 centrale thermique

- 2 groupes électrogènes de 250 kVA
- 1 groupe 282 kVA

Absence de capacités de production solaire

Infrastructure réseau actuelle de Ua Huka



Analyse du système électrique actuel

Problématiques d'exploitation rencontrées

■ Temps moyen de coupure

- Varie entre 7h40 et 0h49 par client sur les dernières années.

Plus élevée que les autres îles en concession, elle s'explique par l'augmentation des incidents touchant la production d'énergie.

■ Caractéristiques du réseau

- En cas de coupure total du réseau, la réalimentation du réseau nécessite de démarrer 2 groupe électrogène avant mise sous tension du réseau.

Analyse de la demande

Chiffres clefs

■ Demande annuelle

- Relativement constante sur les 10 dernières années
- Stable autour des 650 MWh par an

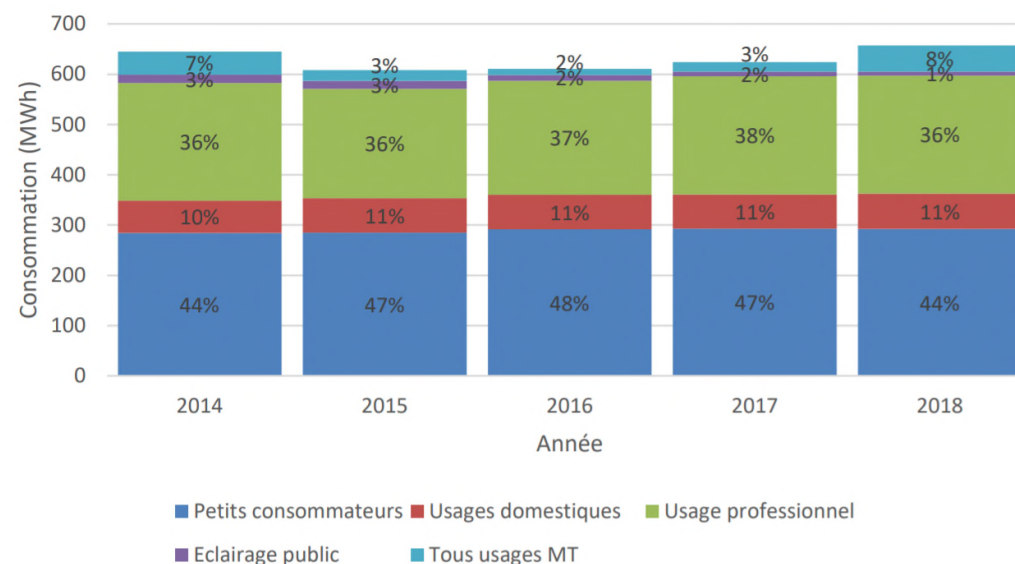
■ Puissance de pointe

- 2018 : 134 kW
- Faible tendance à la hausse

■ Principaux secteurs/postes de consommation

- 55% due aux usages domestiques
- 36 % due aux usages professionnels
- 2 à 8% station de pompage
- Moins de 1 % : éclairage public

Ua Huka : évolution de la consommation

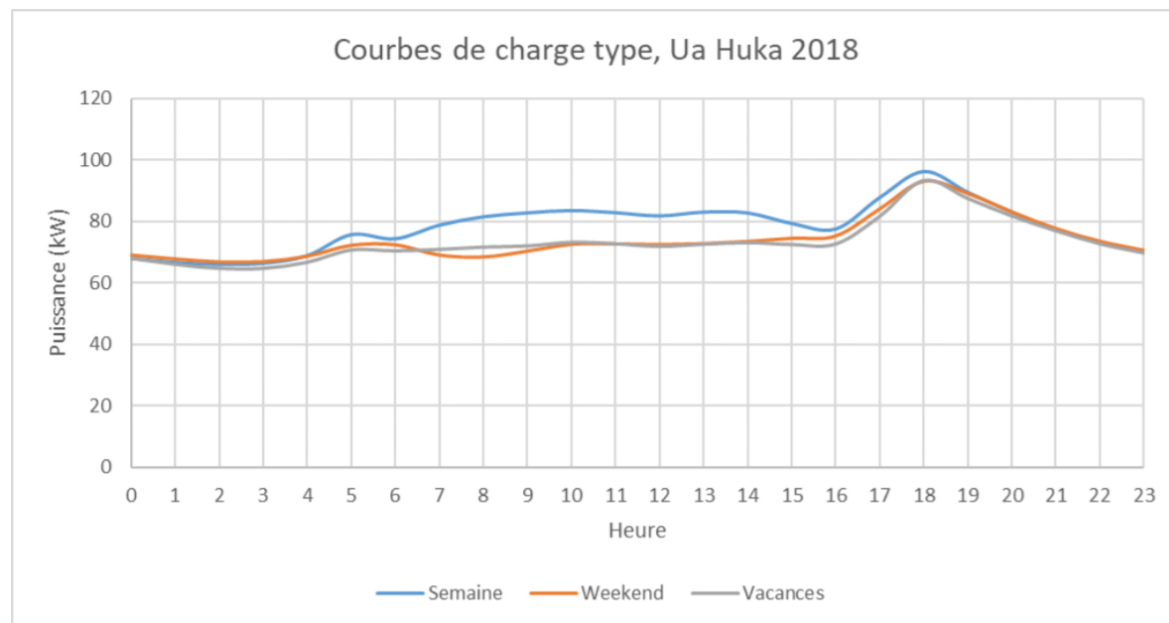


Analyse de la demande

Profils journalier types de consommation

■ Profils journalier types : semaine, week-end et vacances

Un profil journalier type est représentatif de l'évolution horaire de la demande électrique sur une période donnée. Absence d'historique de courbe de charge : considéré comme similaire à Ua Pou au vue des quelques jours de mesures disponibles

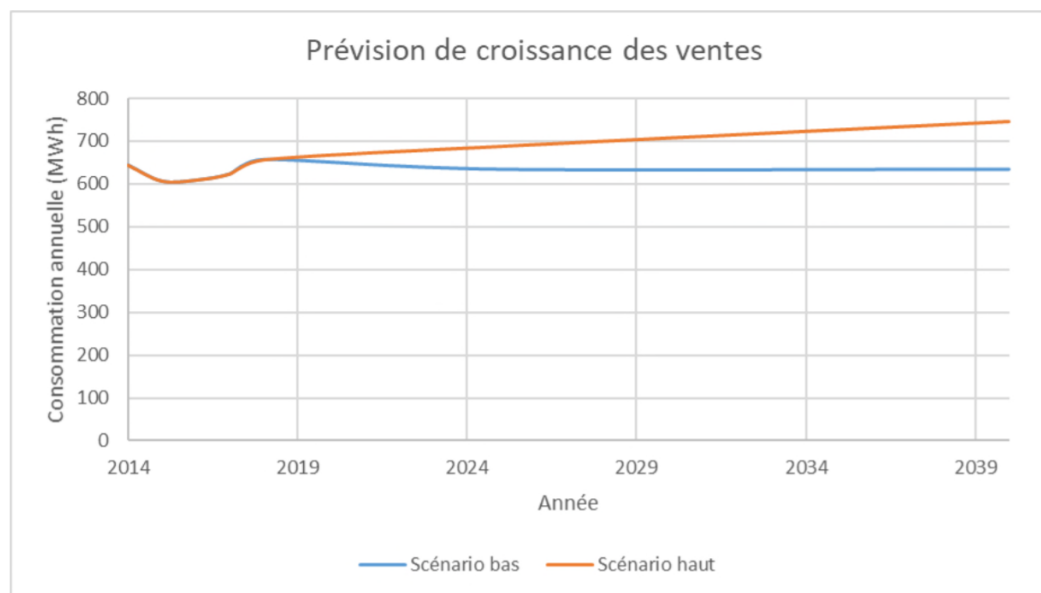


Analyse de la demande

Projection de la demande

■ Déterminants de consommation utilisés

- Evolution de la population : moyenne de +1,1%/an mais consommation cumulée stable
- Nombre de personnes par foyer : 3,4 habitants par foyer
- Taux de raccordement : 94,1% sur base BD Topo



Analyse de la demande

Projection de la demande

■ Projets anticipés

- Engagés: débarcadère à Hane avec une chambre froide de l'ordre de 6m3 (+11MWh/an)
- En réflexion :
 - Déplacement des services administratifs et de l'école sur le plateau + développement 5 logements (+9,7 MWh)
 - Création Centre de traitement de gibier (+11MWh/an)
 - Développement d'un CJA (+5,8 MWh/an)

Chiffres clefs des scénarios

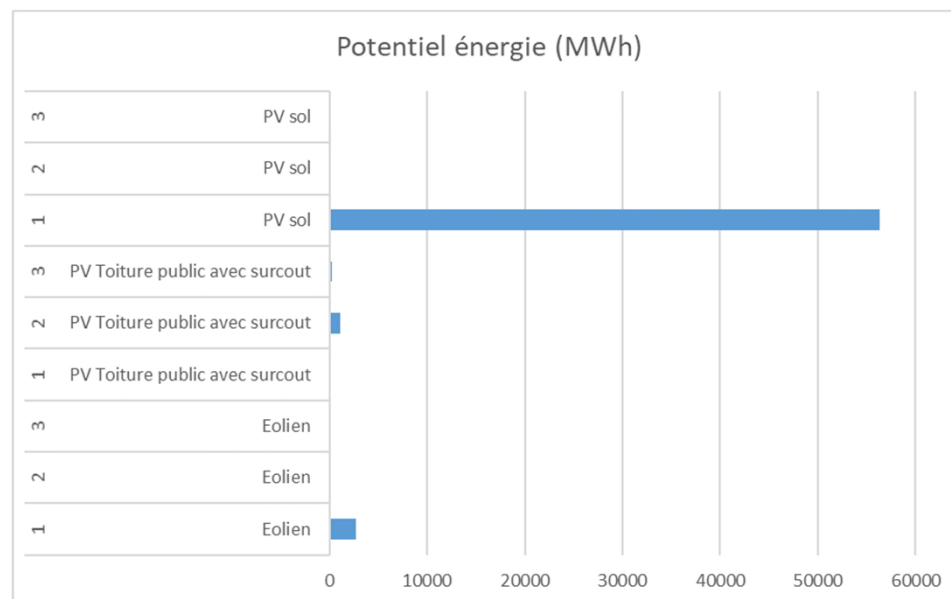
2040	Demande annuelle [MWh/an]	Puissance maximale [kW]
Scénario bas	Demande stable avec prise en compte projets engagés 640 MWh	134 kW (2018)
Scénario haut	Hypothèse augmentation de la demande proportionnelle à la population (+1,1%/an) et prise en compte ensemble des projets identifiés 750 MWh à 20 ans	~150 kW

Analyse des potentiels ENR

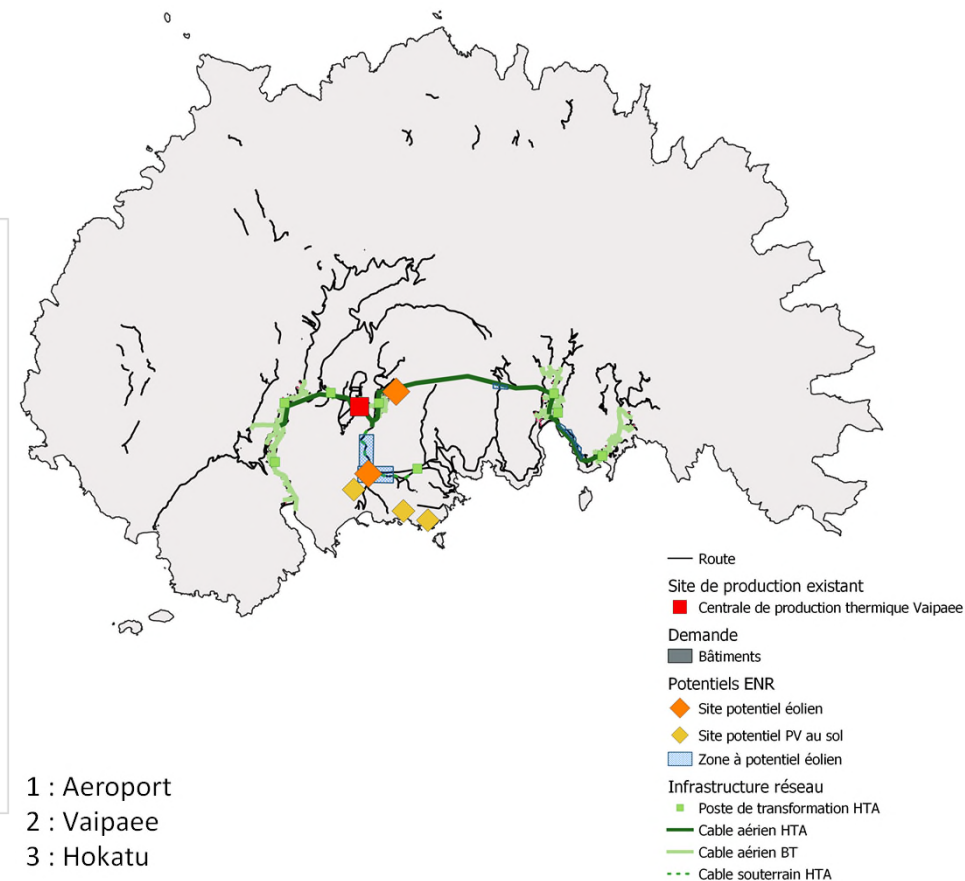
Synthèse des potentiels ENR

■ Potentiels ENR

- Energie : ~59 500 MWh/an
- Puissance : 26 830 kW



Localisation des potentiels ENR, réseaux et sites de consommation



Analyse des potentiels ENR

Focus sur le solaire photovoltaïque

■ Potentiel ENR additionnel

- Energie : ~58 000 MWh/an
- Puissance :
 - Toitures : 930 kWc avec surcoute
 - Sol : 25 500 kWc

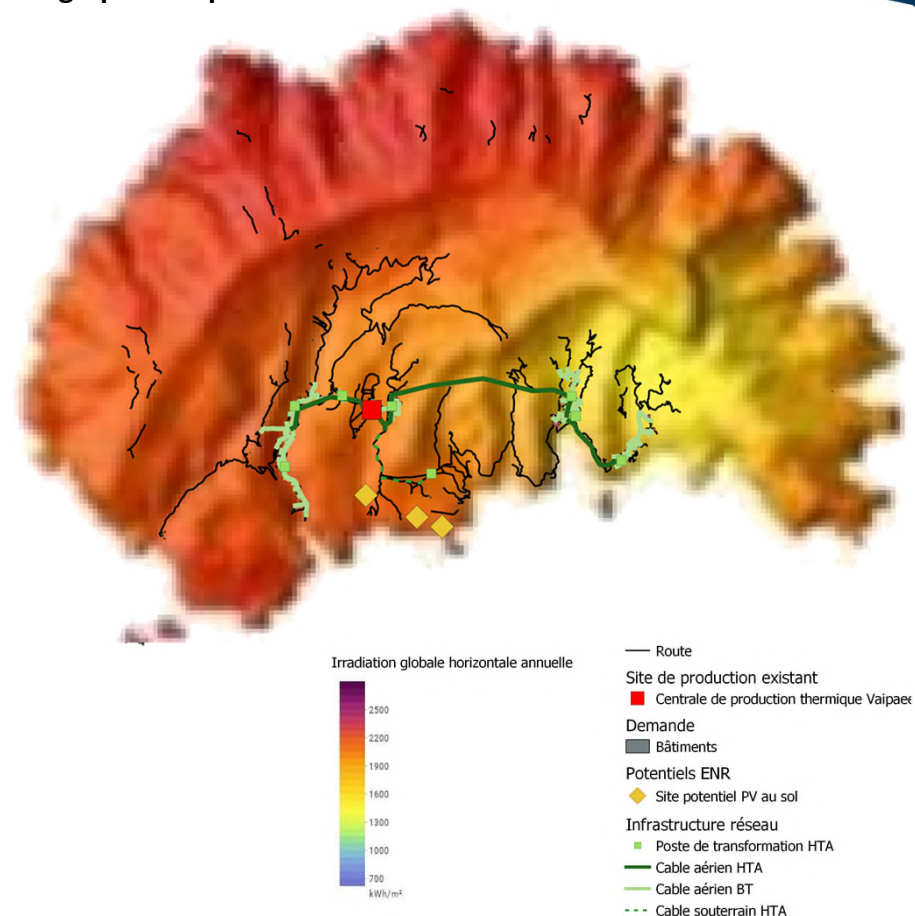
■ Freins au développement par typologie de projets

- Toitures : des renforcements des charpentes des bâtiments liés aux règles anticycloniques, le remplacement des couvertures existantes anciennes avant pose des modules (60% des bâtiments considérés trop anciens pour être équipés)

■ Hypothèses économiques à 2020

	Investissement	Coût d'exploitation – charges fixes
Bâtiment avec surcoute	260 150 FCP/kWc	2 400 FCP/kWc
Au sol	253 000 FCP/kWc	2 400 FCP/kWc

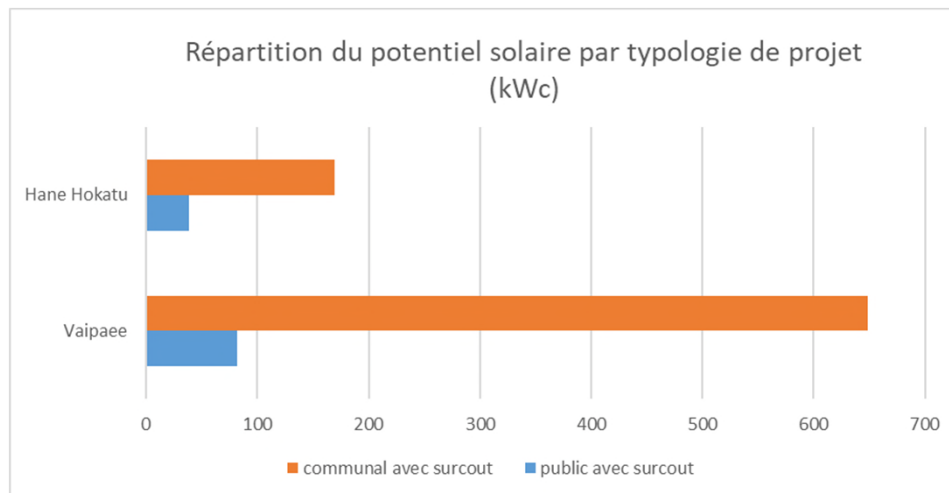
Cartographie du potentiel solaire



Analyse des potentiels ENR

Focus sur le solaire photovoltaïque

■ Répartition du potentiel solaire par typologie de projet



[kW]	Vaipae		Hane – Hokatu	
	Publique	Communale	Publique	Communale
avec surcout	82	648	38	169

Analyse des potentiels ENR

Focus sur l'éolien

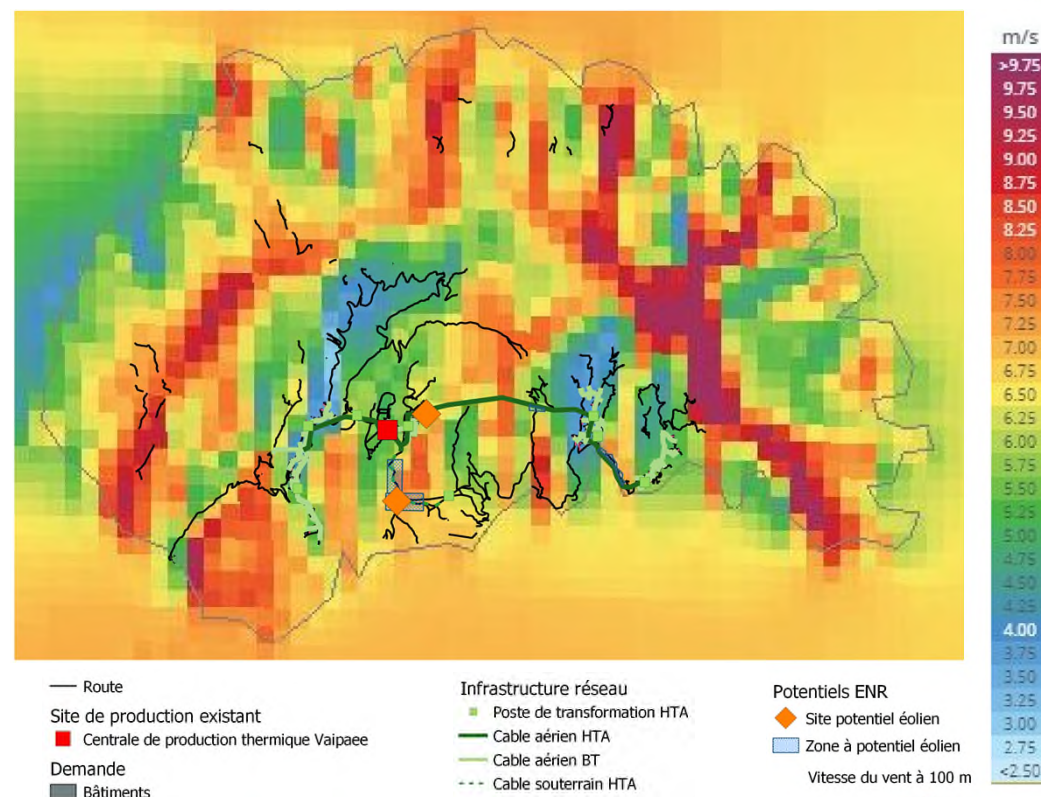
■ Potentiel ENR additionnel

- Energie : ~2 700 MWh/an
- 2 sites de 2 éoliennes de 100 kW soit 400 kW

■ Hypothèses économiques à 2020

- Investissement :
420 000 FCP/kW
- Cout d'exploitation
Charges fixes : 9 500 FCP/kW

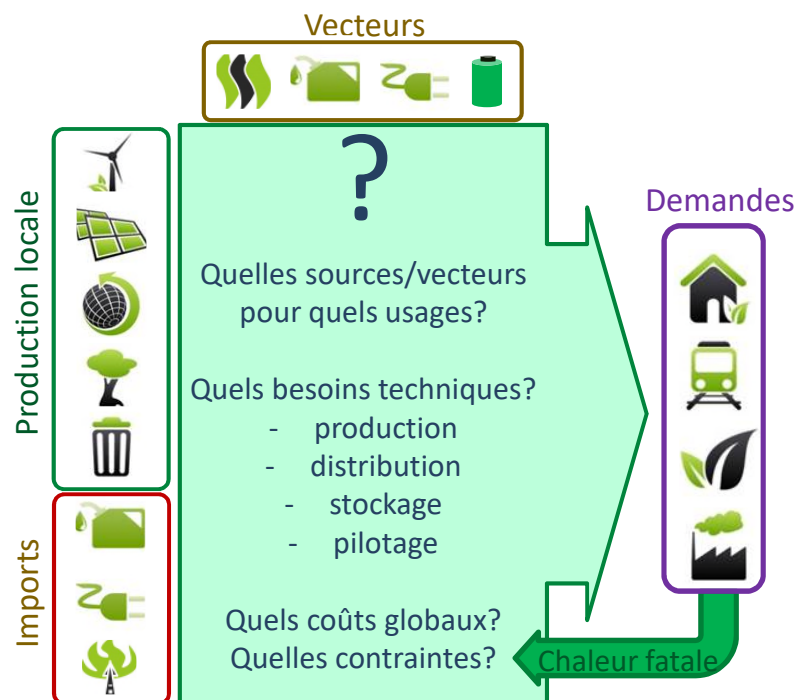
Cartographie du potentiel éolien



Principes de la scénarisation

Pour un contexte donné, défini par le paramétrage du scénario:

- Déterminer le système électrique de moindre coût
- Respectant l'ensemble des contraintes techniques nécessaires à son bon fonctionnement.



Principes de la scénarisation

Minimisation du coût systémique

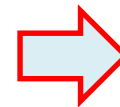
- Coûts O&M des unités de production
- Coûts d'investissements dans les nouveaux moyens de production
- Coûts d'investissements dans le stockage
- Coûts de renforcement des lignes de transmission
- Coûts d'importations des énergies

Satisfaisant un ensemble de contraintes

- Demandes horaires pour les 8 journées types (semaine et week-end par trimestres)
- Besoins de réserve pour garantir la couverture des aléas de la production et de la demande
- Limites physiques sur les flux de puissance au pas de temps horaire
- Limites sur les potentiels par filière/technologie/postes électriques
- Objectifs ENR

Optimisation 1 : logique d'investissement

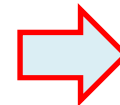
- Minimisation du coût total actualisé
- Satisfaction de la demande et des autres contraintes



Détermine
le parc installé

Optimisation 2 : appels des moyens de productions

- Merit-order : production au moindre coût
- Dépend des contraintes physiques du modèle



Détermine le mix de production
à chaque pas de temps

Simultanément
sur l'ensemble
de la trajectoire

Paramétrage des scénarios

- Scénario n°1 : Demande constante
 - Demande stable avec prise en compte projets engagés 640 MWh
- Scénario n°2 : Demande croissante
 - Hypothèse augmentation de la demande proportionnelle à la population (+1,1%/an) et prise en compte ensemble des projets identifiés 750 MWh à 20 ans

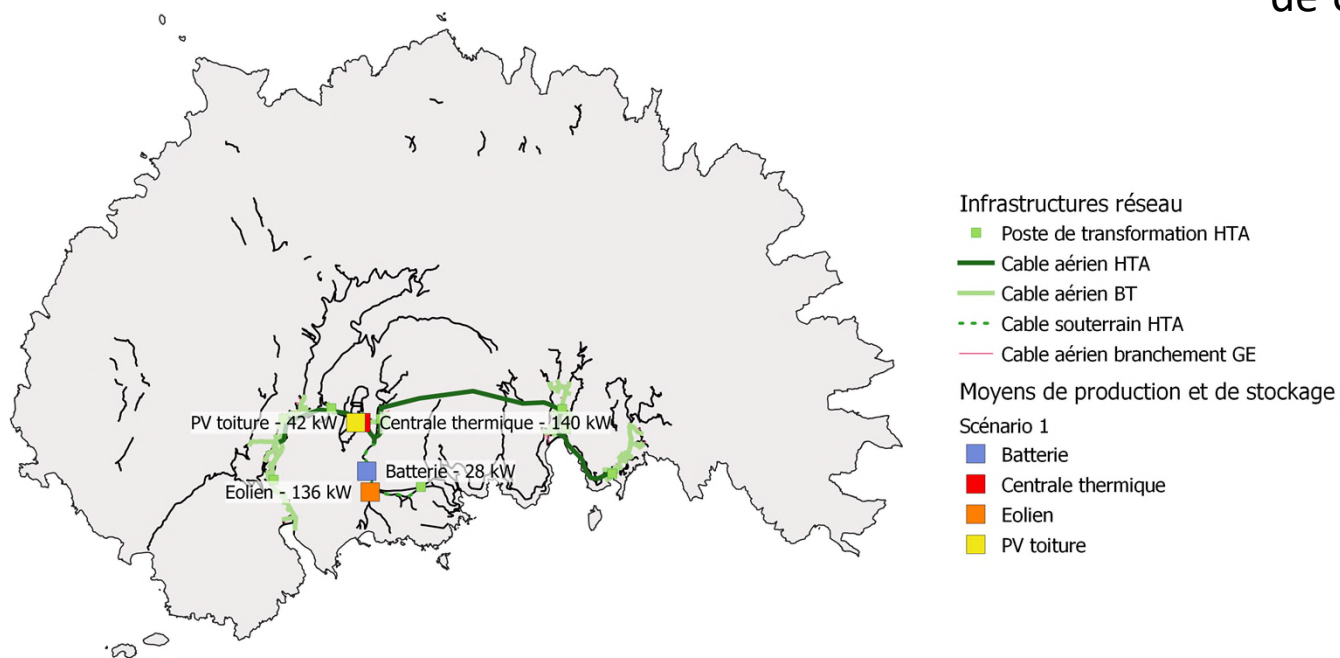
Paramètre	Scénario n°1	Scénario n°2
Demande	bas	haut
Photovoltaïque [kW]	Toiture avec surcoût : 930 kWc (renforcement toiture)	Toiture avec surcoût : 950 kWc (renforcement toiture) Sol : 25,5 MWc
Eolien [kW]	1 sites de 200 kW = 200 kW	2 sites de 200 kW = 400 kW

Scénario n°1 – Demande constante

Synthèse

Taux d'ENR : 84%

Système électrique
de Ua Huka à 2040



La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.
Il est pris l'hypothèse qu'elle est associée à un site éolien.

Scénario n°1 – Demande constante

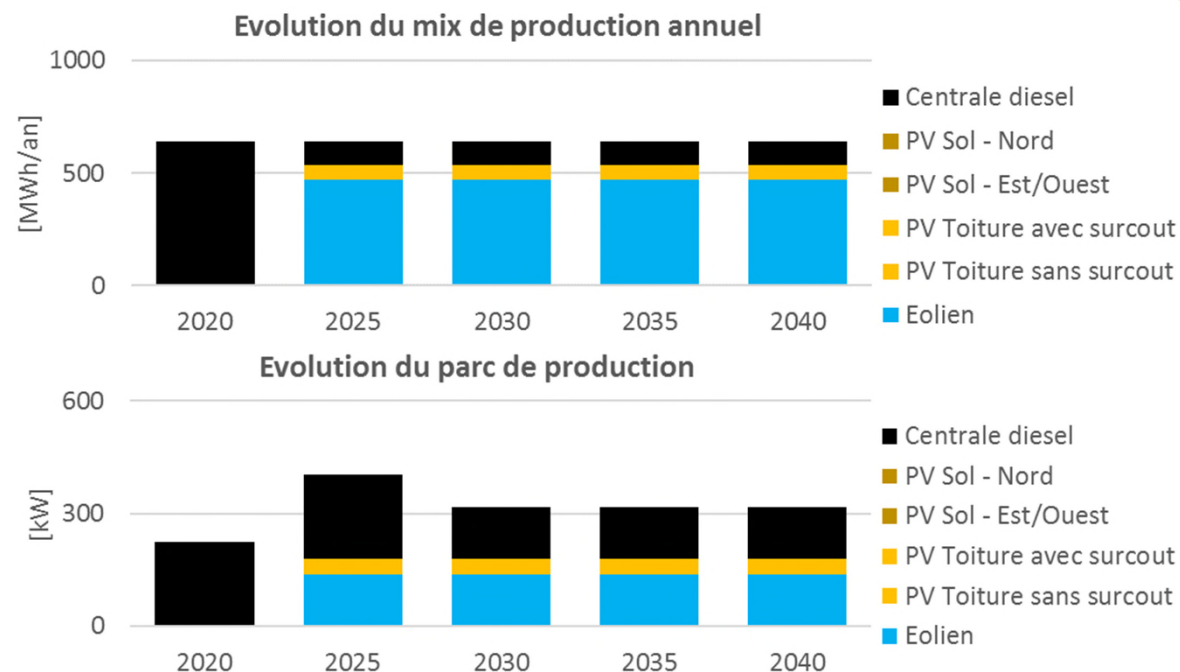
Résultats techniques

Demande à 2040	640 MWh
dont couverture ENR	84 %
dont production locale	84 %
Parc ENR [kW]	178 kW
dont ENR variables	178 kW
Stockage (1h)	28 kW
Renforcement réseaux	0 kW

Les forts niveaux de vent et leur stabilité observés selon les données météo donne un avantage compétitif important à l'éolien sur le PV.

La réalité de ce potentiel doit impérativement être vérifiée par une campagne de mesure avant toute mise en œuvre de ce scénario.

Un scénario alternatif sans éolien a été étudié pour couvrir le cas où l'éolien ne pourrait être déployé dans de bonnes conditions.



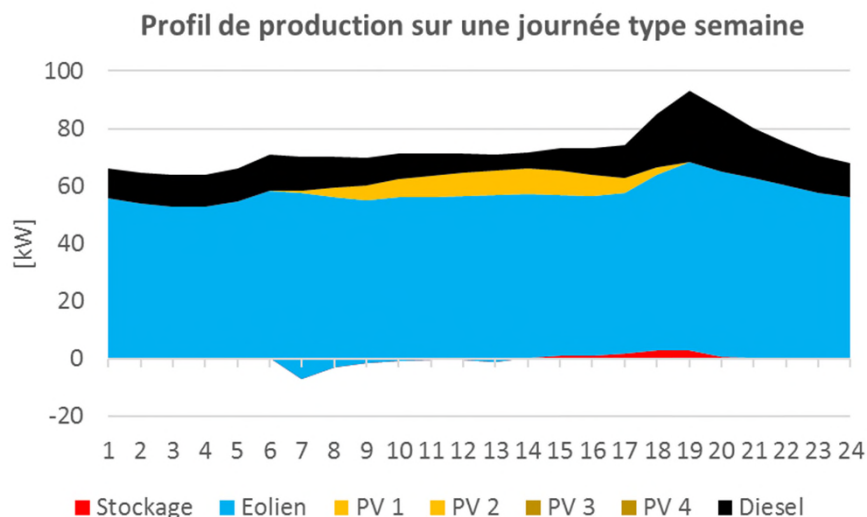
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 42 kWc Photovoltaïque en toiture à Vaipae
- 136 kW d'éolien
- 28 kW de stockage
- 140 kW de diesel, pour lequel un investissement doit être prévu vers 2030

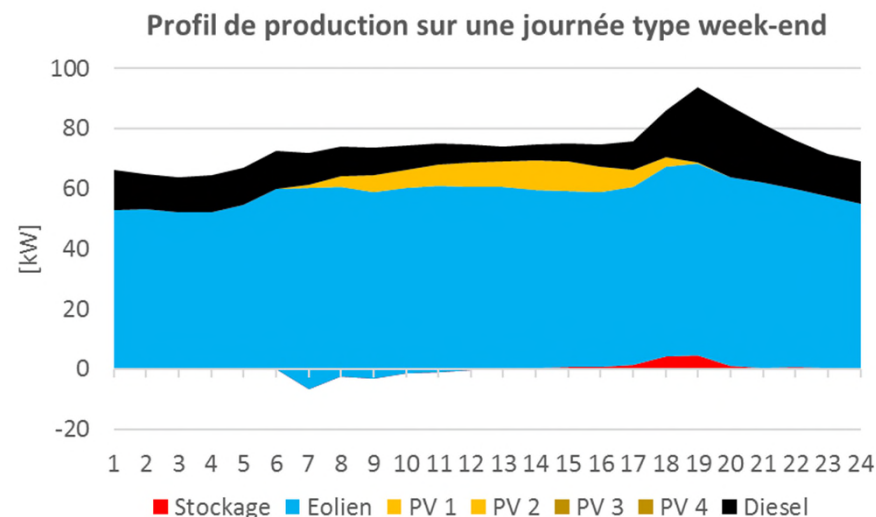
Scénario n°1 – Demande constante

Résultats techniques

Profil de production type sur une journée en semaine



Profil de production type sur une journée en week end



L'équilibre offre-demande doit être tenu par l'éolien + PV + stockage seuls pendant 55% du temps. La réserve primaire est alors assurée par le stockage qui permet de couvrir la demande pendant 15 minutes. Le groupe diesel doit être démarré automatiquement dès que le stockage est sollicité pour pouvoir prendre le relais à l'issue des 15 minutes. Ceci implique la mise en œuvre d'un système de pilotage du réseau adapté et le choix d'un groupe diesel capable de se connecter sur un tel système. Le groupe diesel fonctionne environ 4 000 heures par an.

Scénario n°1 – Demande constante

Résultats économiques

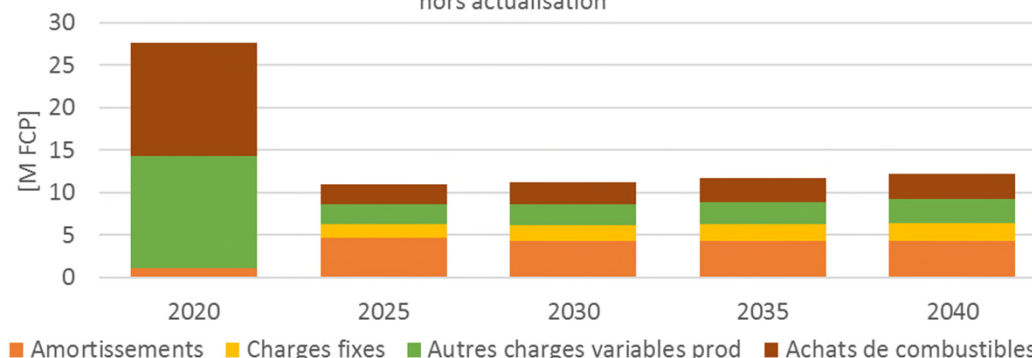
En 2040	
Coût complet de production	24 000 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 – 2040	
Coût totaux non actualisés	309 M FCP
Investissements bruts	84 M FCP
dont production	81 M FCP
dont stockage	3 M FCP
dont renforcements	- M FCP

La substitution du parc de production diesel par un parc majoritairement éolien conduit à un basculement de la structure de coût : le principal poste des installations diesel – achats de combustible – est fortement réduit au profit de l'amortissement des parcs éolien et photovoltaïque. L'année de sa mise en œuvre, ce scénario génère une baisse de 60% du coût de production.

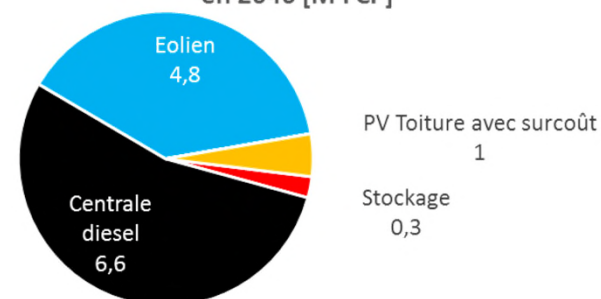
Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.
Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040.
L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Structure du coût complet de production par poste

hors actualisation



Structure du coût de production par filière en 2040 [M FCP]



Scénario n°1 – Demande constante

Implications du scénario

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

Le coût de production de l'électricité en 2018 était de 54 FCP/kWh.

Ce scénario de transition énergétique conduit à une réduction du coût de production de 60%, soit 21 FCP/kWh l'année de sa mise œuvre.

Ce coût regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

■ Points d'attention

Ce scénario s'appuie sur un déploiement massif de l'éolien dont la compétitivité provient d'un niveau de vitesse de vent élevé dans les données météo utilisées. Avant tout déploiement, un travail de caractérisation des vitesses de vent réelles sur les zones envisagées est nécessaire pour valider ce résultat.

Le fonctionnement fréquent en l'absence de groupe diesel en service implique le déploiement d'équipements permettant (1) la tenue de la fréquence par les onduleurs, et (2) le couplage du groupe diesel sur le réseau.

■ Limites

L'absence de compétence en lien avec la filière éolienne sur les îles Marquises sera un frein important à lever pour envisager le déploiement de ce scénario. En particulier, une masse critique de parcs éoliens devra être atteinte à l'échelle des îles Marquises pour le rendre possible.

Cette limite étant susceptible de rendre ce scénario impossible, nous avons souhaité étudier :

un scénario sans éolien – 1bis,

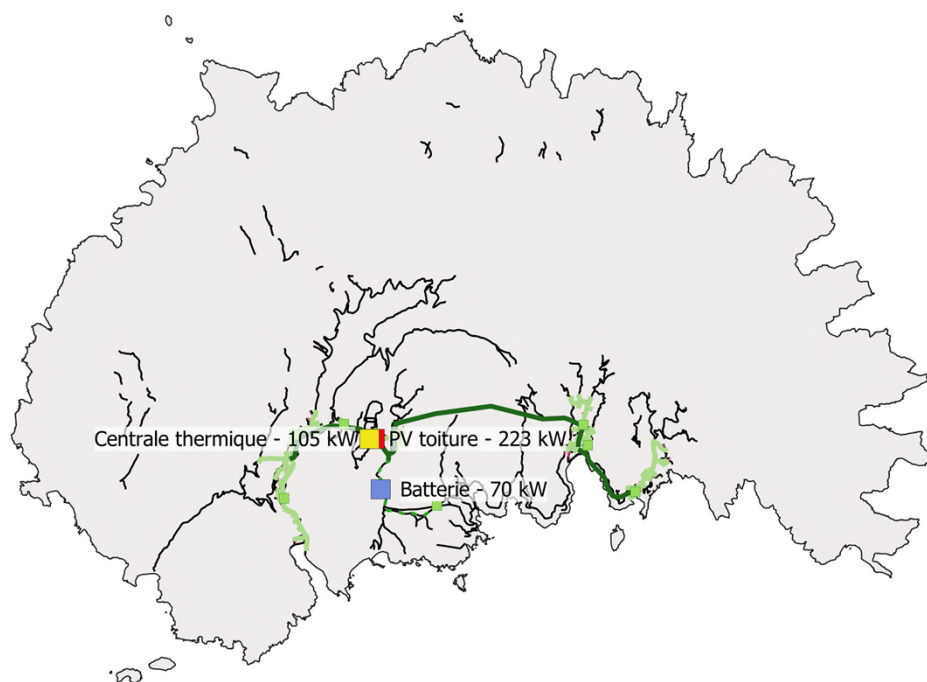
un scénario sans éolien avec un taux d'ENR de 75% – 1ter –, présentés dans les pages suivantes.

Scénario n°1 bis – Demande constante

Synthèse

Taux d'ENR : 43%

Système électrique
de Ua Huka à 2040



Infrastructures réseau

- Poste de transformation HTA
- Cable aérien HTA
- Cable aérien BT
- - - Cable souterrain HTA
- Cable aérien branchement GE

Moyens de production et de stockage

Scénario 1 bis

- Batterie
- Centrale thermique
- Eolien
- PV toiture

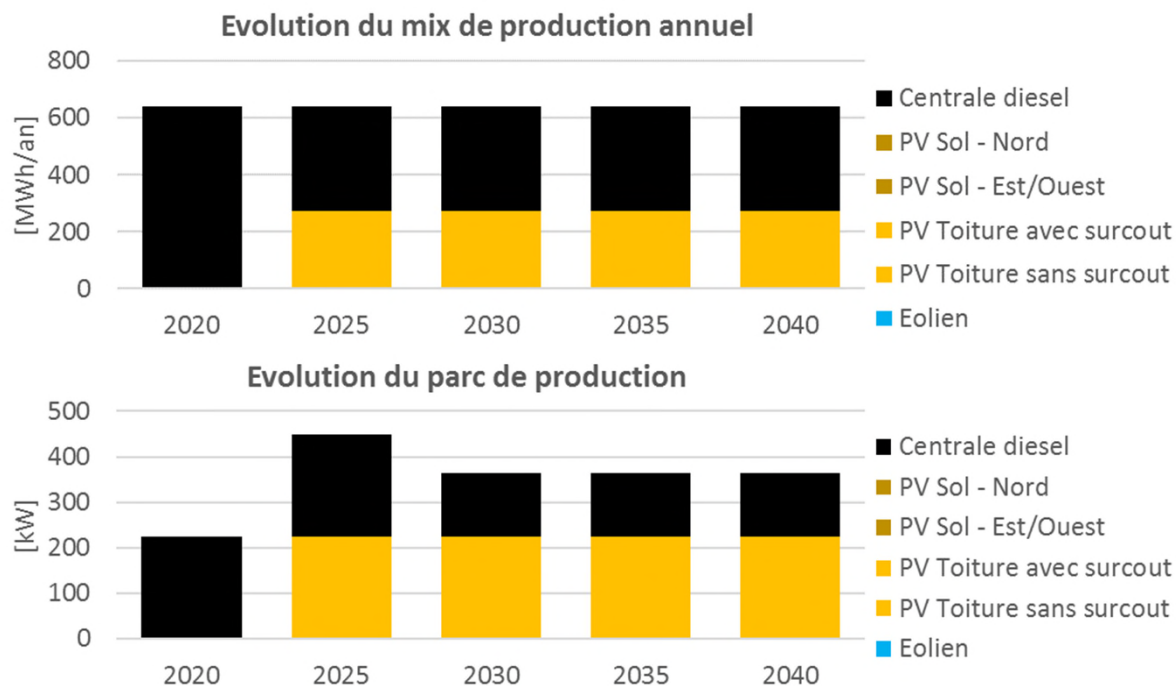
La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.

Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

Résultats techniques

Demande à 2040	640 MWh
dont couverture ENR	43 %
dont production locale	43 %
Parc ENR [kW]	223 kW
dont ENR variables	223 kW
Stockage (1h)	70 kW
Renforcement réseaux	0 kW

En l'absence de potentiel éolien, l'optimisation économique conduit à la mise en œuvre d'une capacité photovoltaïque totale de 223 kWc couplée à 70 kW de stockage. Ceci induit un taux d'ENR de 43%. Dépasser ce seuil en ayant recours exclusivement au photovoltaïque implique un recours très important au stockage pour absorber la surproduction photovoltaïque de jour et la restituer durant la nuit.



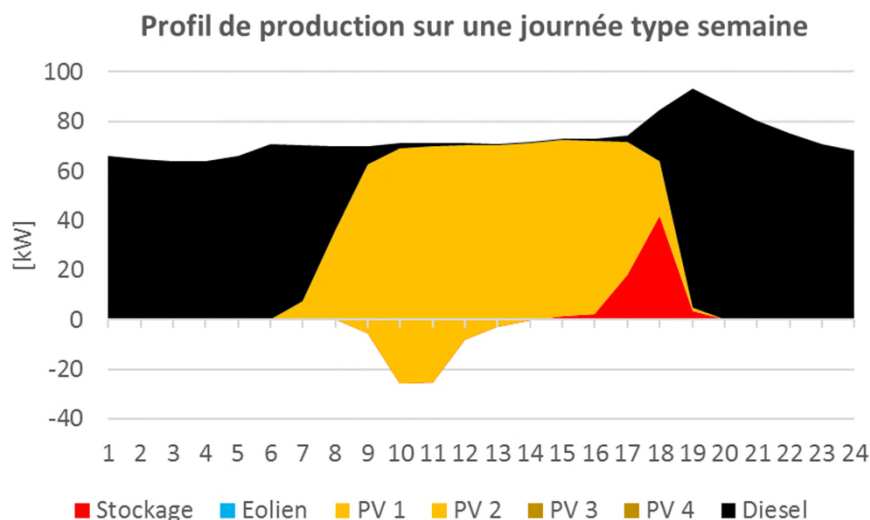
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 223 kWc Photovoltaïque en toiture à Vaipae
- 70 kW de stockage
- 140 kW de diesel, pour lequel un investissement doit être prévu vers 2030

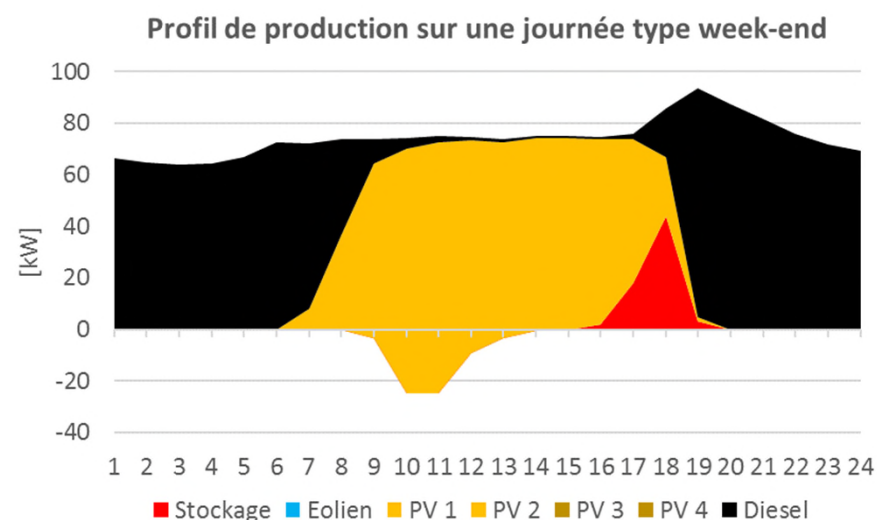
Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

Résultats techniques

Profil de production type sur une journée en semaine



Profil de production type sur une journée en week end



L'équilibre offre-demande doit être tenu par le PV + stockage seuls pendant 35% du temps. La réserve primaire est alors assurée par le stockage qui permet à lui seul de couvrir la demande pendant 15 minutes. Le groupe diesel doit être démarré automatiquement dès que le stockage est sollicité pour pouvoir prendre le relais à l'issue des 15 minutes. Ceci implique la mise en œuvre d'un système de pilotage du réseau adapté et le choix d'un groupe diesel capable de se connecter sur un tel système. Le groupe diesel fonctionne environ 5 700 heures par an.

Scénario n°1 bis – Eolien non disponible

Résultats économiques

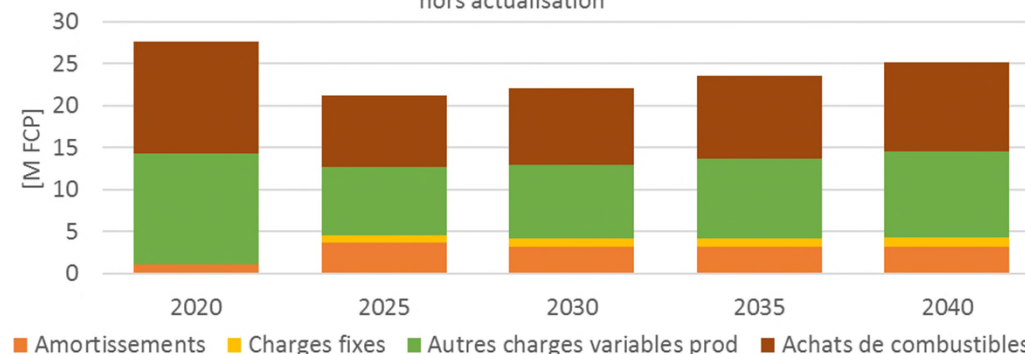
En 2040	
Coût complet de production	39 300 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 – 2040	
Coût totaux non actualisés	487 M FCP
Investissements bruts	73 M FCP
dont production	65 M FCP
dont stockage	8 M FCP
dont renforcements	- M FCP

Ce scénario conduit à une baisse du coût de production de 23% dès mise en œuvre du parc photovoltaïque et du stockage. Cette baisse est ensuite compensée par l'inflation régulière des coûts d'import du diesel et se réduit donc en 2040 à 10% par rapport à 2020.

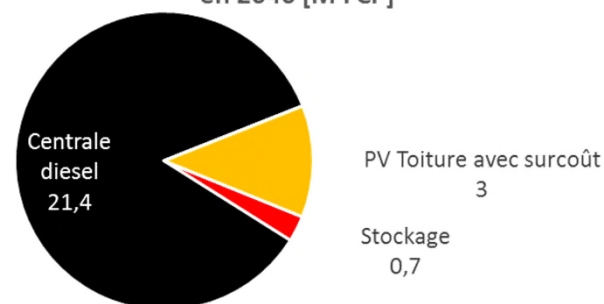
Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau. Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040. L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Structure du coût complet de production par poste

hors actualisation



Structure du coût de production par filière en 2040 [M FCP]

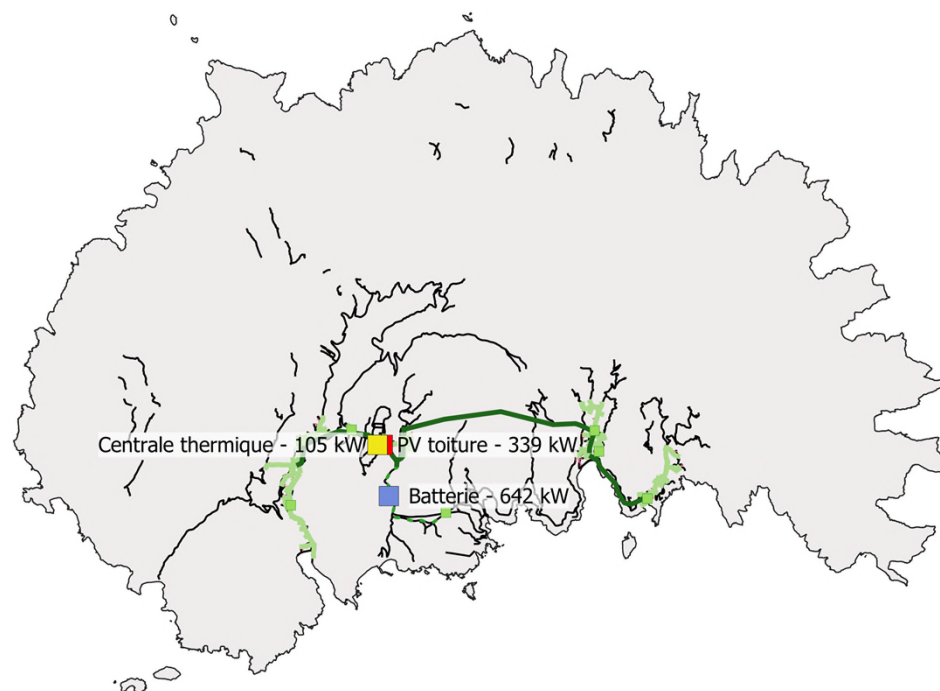


Scénario n°1 ter – Demande constante

Synthèse

Taux d'ENR : 75%

Système électrique
de Ua Huka à 2040



Infrastructures réseau

- Poste de transformation HTA
- Cable aérien HTA
- Cable aérien BT
- - - Cable souterrain HTA
- Cable aérien branchement GE

Moyens de production et de stockage

Scénario 1 ter

- Batterie
- Centrale thermique
- Eolien
- PV toiture

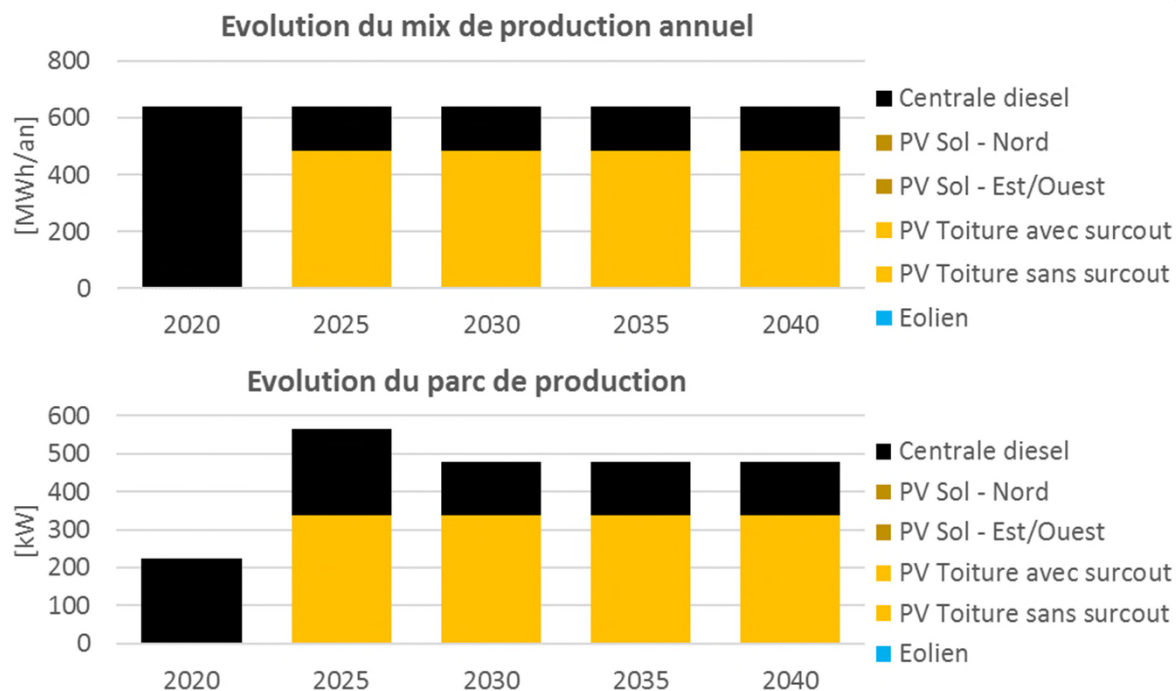
La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.

Scénario n°1 ter – Eolien non disponible et 75% ENR

Résultats techniques

Demande à 2040	640 MWh
dont couverture ENR	76 %
dont production locale	76 %
Parc ENR [kW]	339 kW
dont ENR variables	339 kW
Stockage (6h)	107 kW
Renforcement réseaux	0 kW

Du fait du profil de production journalier d'un système photovoltaïque, atteindre un taux d'ENR de 75% avec cette seule ressource implique un recours massif au stockage. Une première analyse a conduit à un optimum pour près de 340 kWc de photovoltaïque combiné à 107 kW de stockage 6h, soit 642 kWh de capacité de stockage en énergie.



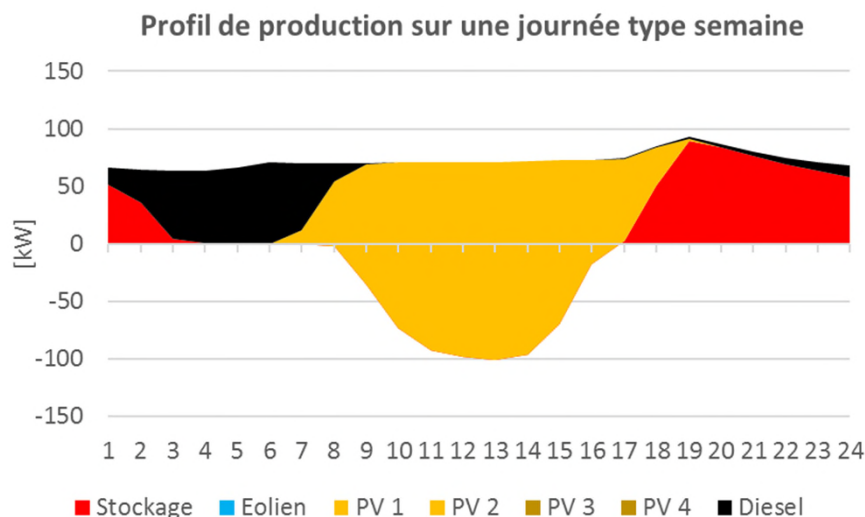
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 339 kWc Photovoltaïque en toiture à Vaipae
- 107 kW / 6 h (640 kWh) de stockage
- 140 kW de diesel, pour lequel un investissement doit être prévu vers 2030

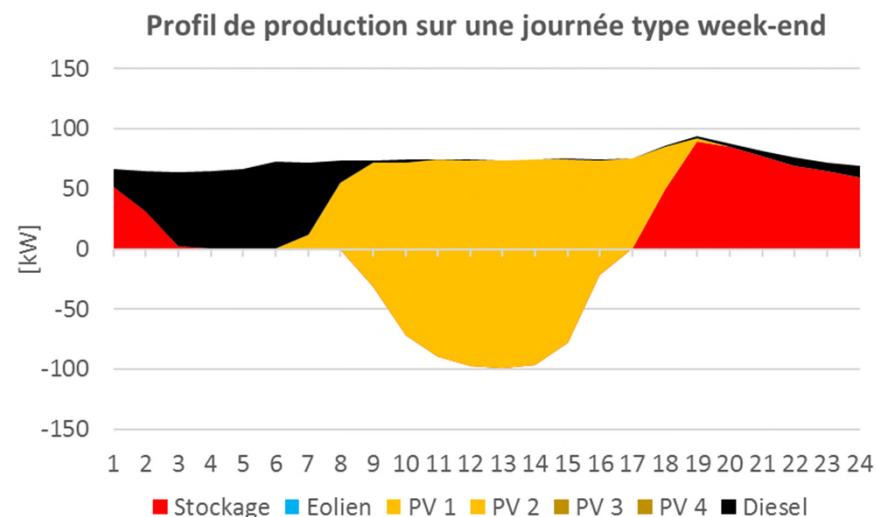
Scénario n°1 ter – Eolien non disponible et 75% ENR

Résultats techniques

Profil de production type sur une journée en semaine



Profil de production type sur une journée en week end



L'équilibre offre-demande doit être tenu par le PV + stockage seuls pendant 68% du temps. Le groupe diesel fonctionne environ 2 800 heures par an. Les contraintes évoquées dans les autres scénarios sont également valables ici concernant la mise en place d'un système de pilotage du réseau et un groupe diesel compatibles avec ces conditions de fonctionnement. Notons ici que l'optimisation économique conduit à accepter qu'environ 17% de la production photovoltaïque soit perdue par écrêtage – en période de surproduction alors que le stockage est totalement chargé.

Scénario n°1 ter – Eolien non disponible et 75% ENR

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	31 700 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 – 2040	
Coût totaux non actualisés	427 M FCP
Investissements bruts	166 M FCP
dont production	95 M FCP
dont stockage	71 M FCP
dont renforcements	- M FCP

Malgré une augmentation du coût sur la trajectoire 2020 – 2040 de l'ordre de 100 M FCP par rapport à celui du scénario 1, ce scénario permet d'atteindre l'objectif de 75% d'ENR avec une baisse du coût de production de 35% l'année de sa mise en œuvre.

Cette baisse est ensuite compensée par l'inflation régulière des coûts d'import du diesel et se réduit donc en 2040 à 26% par rapport à 2020.

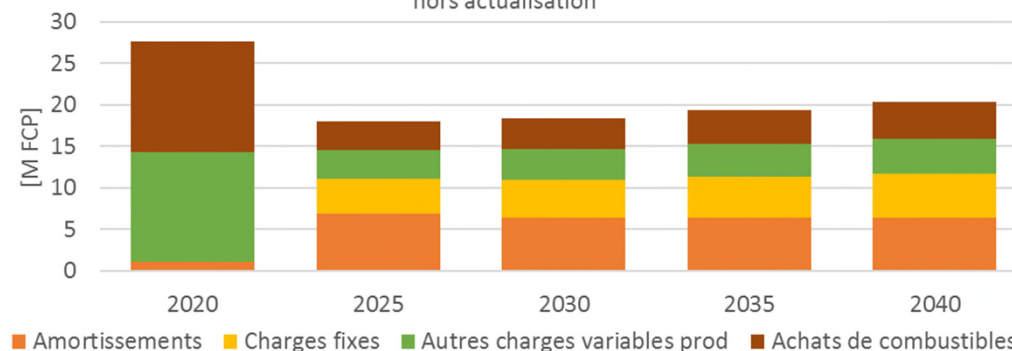
Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040.

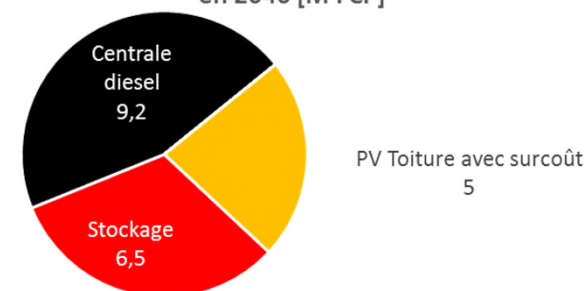
L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Structure du coût complet de production par poste

hors actualisation



Structure du coût de production par filière en 2040 [M FCP]



Scénarios n°1 bis et 1 ter – Absence de potentiel éolien

Implications du scénario

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

Le coût de production de l'électricité en 2018 était de 54 FCP/kWh.

Ces scénarios conduisent à une réduction du coût de production de 23% (42 FCP/kWh) à 35% (35 FCP/kWh l'année de sa mise œuvre) pour un taux d'ENR respectivement de 43% à 75% grâce à un fort développement du photovoltaïque combiné à d'importantes capacités de stockage.

Ce coût regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

■ Points d'attention

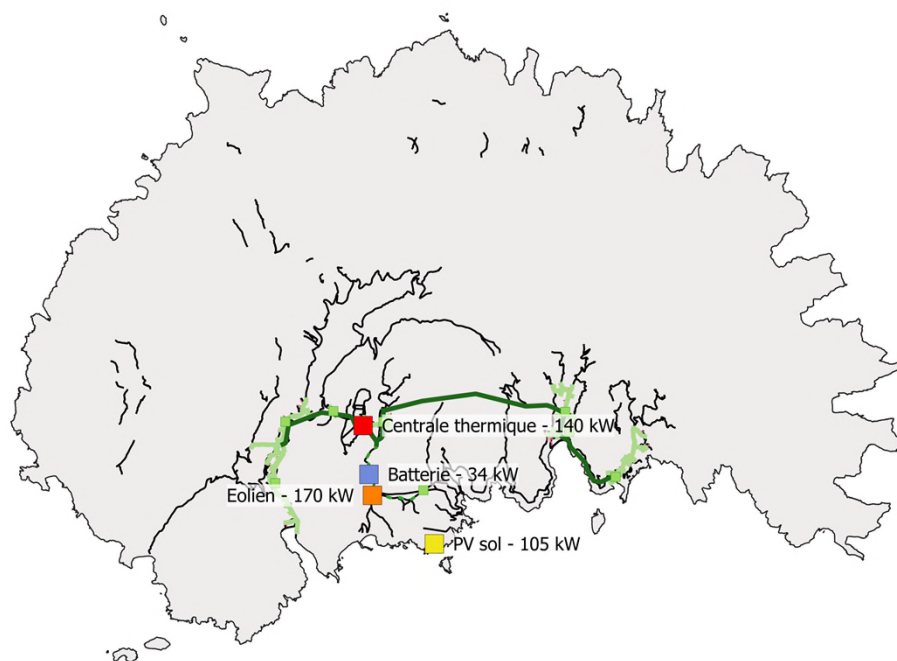
Le fonctionnement fréquent en l'absence de groupe diesel en service implique le déploiement d'équipements permettant (1) la tenue de la fréquence par les onduleurs, et (2) le démarrage automatique avec couplage du groupe diesel sur le réseau.

Scénario n°2 – Demande croissante

Synthèse

Taux d'ENR : 89%

Système électrique
de Ua Huka à 2040



Infrastructures réseau

- Poste de transformation HTA
- Cable aérien HTA
- Cable aérien BT
- - - Cable souterrain HTA
- Cable aérien branchement GE

Moyens de production et de stockage

Scénario 2

- Batterie
- Centrale thermique
- Eolien
- PV toiture

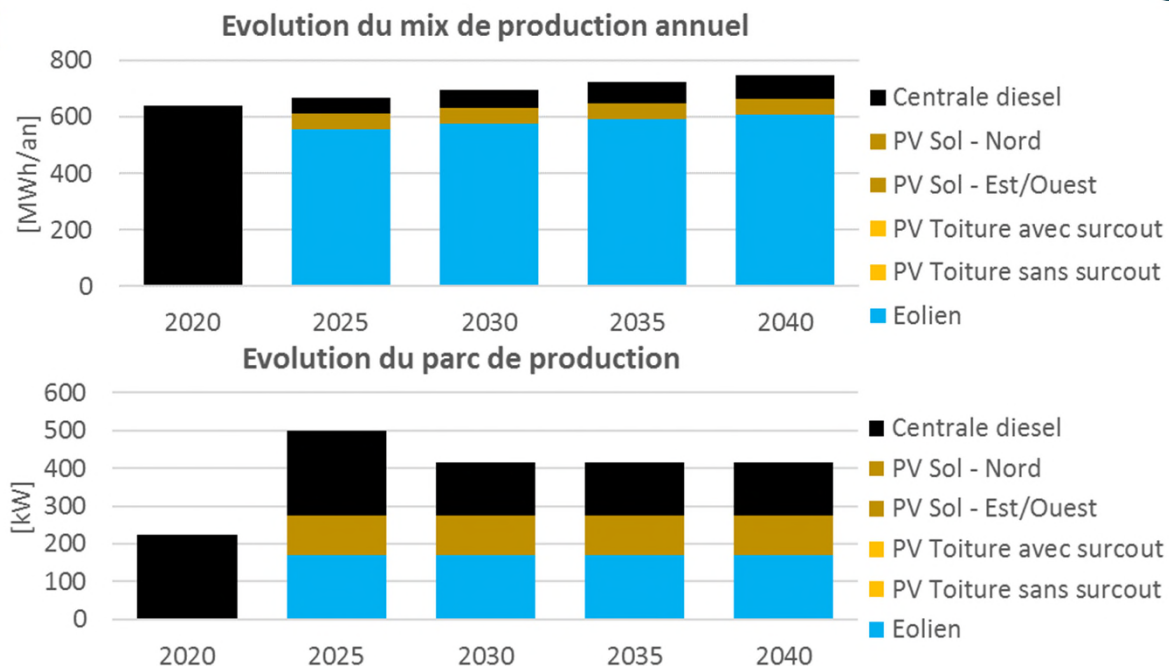
La localisation du stockage batterie sur le réseau est libre.
Il est pris l'hypothèse qu'elle est associée à un site éolien.

Scénario n°2 – Demande croissante

Résultats techniques : bilans annuel

Demande à 2040	750 MWh
dont couverture ENR	89 %
dont production locale	89 %
Parc ENR [kW]	275 kW
dont ENR variables	275 kW
Stockage (1h)	34 kW
Renforcement réseaux	0 kW

L'augmentation de la demande induit une augmentation significative du parc photovoltaïque par rapport au scénario 1 avec une centrale au sol de 105 kWc orientée nord, en combinaison d'un parc éolien de 170 kW.



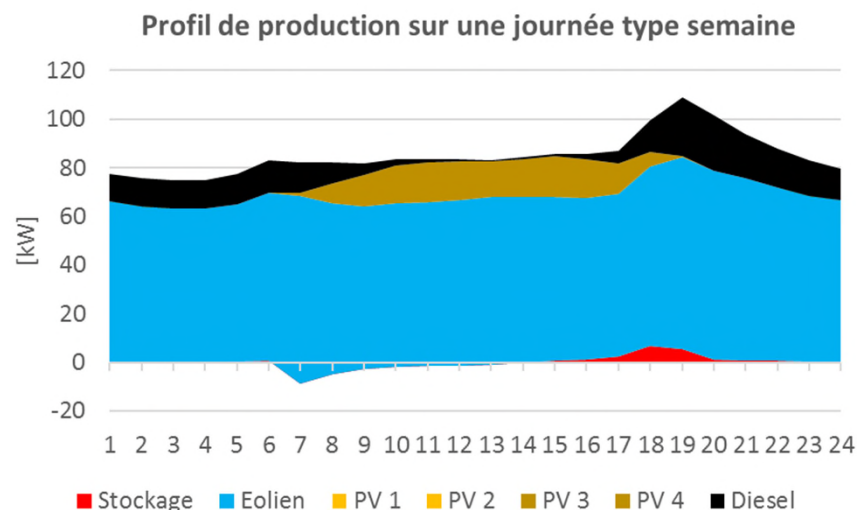
Le parc ainsi optimisé est constitué de :

- 105 kWc photovoltaïque au sol Nord à l'aéroport
- 170 kW d'éolien
- 34 kW de stockage
- 140 kW de diesel, pour lequel un investissement doit être prévu vers 2030

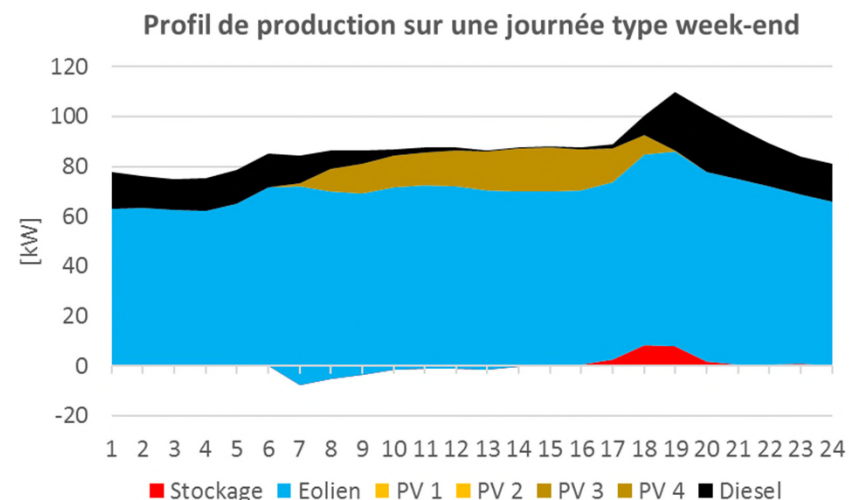
Scénario n°2 – Demande croissante

Résultats techniques : profils de production

Profil de production type sur une journée en semaine



Profil de production type sur une journée en week end



L'équilibre offre-demande doit être tenu par l'éolien/PV + stockage seuls pendant 66% du temps. La réserve primaire est alors assurée par le stockage qui permet à lui seul de couvrir la demande pendant 15 minutes. Le groupe diesel doit être démarré automatiquement dès que le stockage est sollicité pour pouvoir prendre le relais à l'issue des 15 minutes. Ceci implique la mise en œuvre d'un système de pilotage du réseau adapté et le choix d'un groupe diesel capable de se connecter sur un tel système. Le groupe diesel fonctionne environ 3 000 heures par an.

Scénario n°2 – Demande croissante

Résultats techniques : stabilité du système électrique

■ Point de fonctionnement étudié

- Pic de demande parmi les points de fonctionnements où les groupes techniques (diesel) ne sont pas en service.
Sur ce point de fonctionnement le dispatch de production est :
Eolien = 125kW ; Batterie = -34kW

■ Incident testé

- Perte du plus gros groupe en fonctionnement, c'est-à-dire l'une des 2 éoliennes.
Cet incident correspond à une perte instantanée de $125/2 = 62,5\text{kW}$

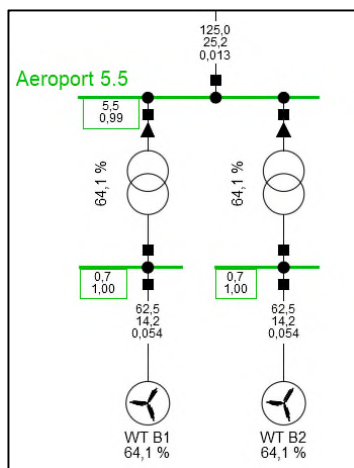
■ Résultats et conclusions

- D'après l'étude du régime statique il n'est pas nécessaire d'installer des bancs de condensateur pour générer de la puissance réactive. Au point d'opération étudié, les éoliennes et l'onduleur de la batterie sont capables de générer suffisamment de réactif pour alimenter les charges du réseau.
- D'après l'étude du régime dynamique, la puissance de la batterie doit être au minimum de 29 kW pour pouvoir compenser la perte d'une des éoliennes. Comme l'optimisation énergétique du parc aboutit à une batterie de 34 kW, l'étude dynamique n'est pas contraignante sur le dimensionnement de la puissance nominale.

Scénario n°2 – Demande croissante

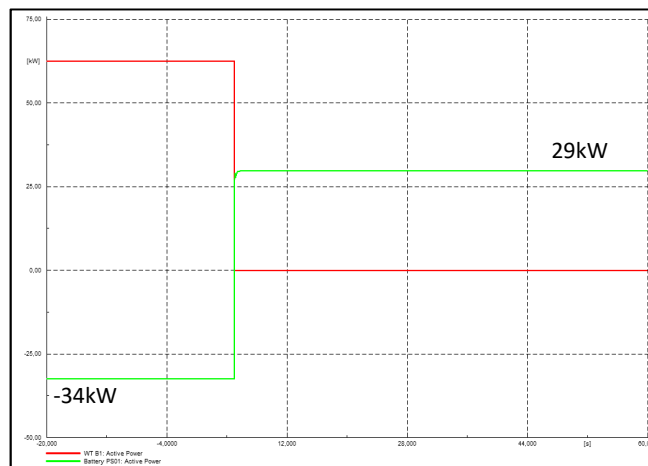
Résultats techniques : stabilité du système électrique

Parc éolien de l'Aéroport
en statique



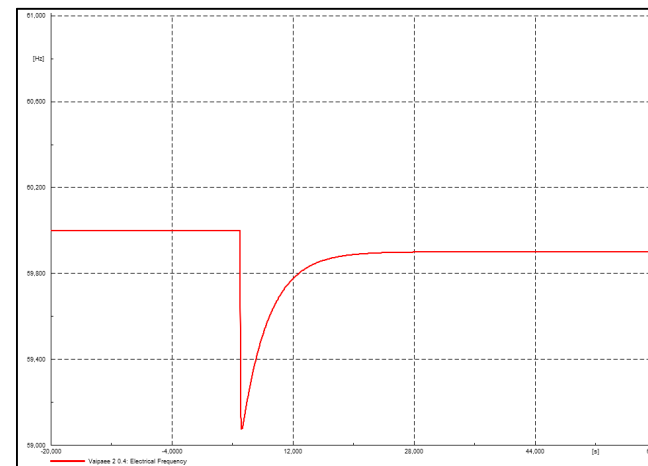
Au point de fonctionnement étudié
62,5kW et 14,2kvar sont injectés
sur le réseau par chaque éolienne
de l'Aéroport.

Puissance générée par la batterie (vert) après
la perte d'une éolienne (rouge)



La puissance injectée par la batterie
passe de -34 à 29kW pour compenser la
perte de l'éolienne.

Fréquence du réseau lors de l'incident



Après une diminution jusqu'à 59,07Hz la
fréquence remonte très rapidement à 59,90Hz et
reste stable asymptotiquement. Cette valeur est
acceptable durant le temps de démarrage des
groupes thermiques.

Scénario n°2 – Demande croissante

Résultats économiques

En 2040	
Coût complet de production	17 500 FCP/MWh
Sur la trajectoire 2020 - 2040	
Coût totaux non actualisés	308 M FCP
Investissements bruts	110 M FCP
dont production	106 M FCP
dont stockage	4 M FCP
dont renforcements	- M FCP

Ce scénario permet une baisse du coût complet de production de 64% l'année de sa mise en œuvre.

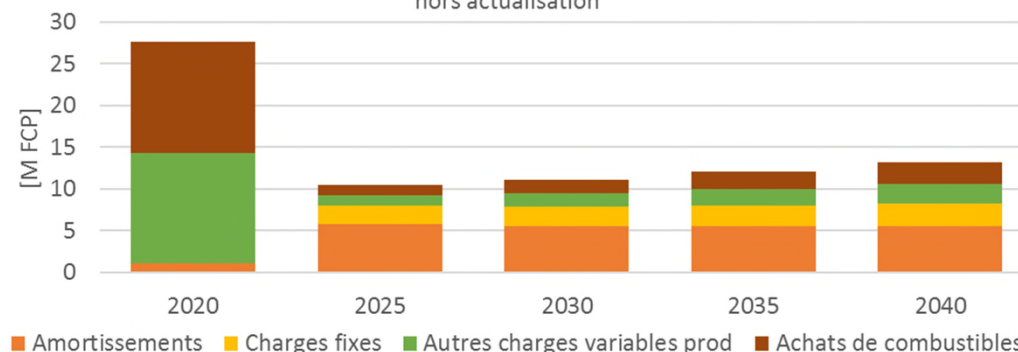
La couverture d'une partie de l'augmentation de la demande par la centrale diesel conduit à une légère hausse des charges dans le temps induit par l'augmentation des achats de combustibles, aggravé par les effets de l'inflation des prix.

Le coût complet de production regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

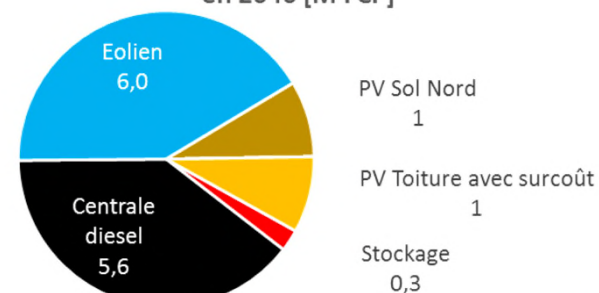
Les coûts totaux non actualisés regroupent l'ensemble des dépenses sur la période 2020 – 2040, déduction faite de la valeur résiduelle des équipements à 2040.

L'optimisation du système électrique est faite sur le coût total 2020 – 2040 actualisé.

Structure du coût complet de production par poste
hors actualisation



Structure du coût de production par filière
en 2040 [M FCP]



Scénario n°2 – Demande croissante

Implications du scénario

■ Conséquence sur le prix de l'électricité

Le coût de production de l'électricité en 2018 était de 54 FCP/kWh.

Ce scénario de transition énergétique conduit à une réduction du coût de production compris entre 20 et 22 FCP/MWh, soit de l'ordre de 60% de baisse.

Ce coût regroupe l'ensemble des coûts nécessaires à la production (amortissement, charges fixes et variables dont personnel, ainsi que les achats de combustible) mais exclu les coûts de fonctionnements d'EDT, la commercialisation de l'électricité, ainsi que les coûts du réseau.

■ Points d'attention

Tout comme pour le scénario 1, il sera impératif de valider la réalité des vitesses de vent sur les sites potentiels éolien identifiés par une campagne de mesure.

Le fonctionnement fréquent en l'absence de groupe diesel en service implique le déploiement d'équipements permettant (1) la tenue de la fréquence par les onduleurs, et (2) le couplage du groupe diesel sur le réseau.

■ Limites

Tout comme pour le scénario 1, la structuration d'une filière éolienne à l'échelle des îles marquise sera nécessaire pour envisager le déploiement de scénario.

Conclusions

Une transition énergétique vers un taux d'ENR local > 75% envisageable et compétitive

- Le gisement éolien présent sur l'île est particulièrement favorable, d'après les données météo disponibles
 - 2 turbines éoliennes cumulant environ 150 kW permettront de couvrir l'essentiel de la demande électrique de Ua Huka
 - Un complément photovoltaïque sous la forme de 40 kWc en toiture à Vaipae ou d'une centrale au sol orientée Nord de 105 kWc apportera un complément pertinent au parc éolien respectivement dans l'état actuel et en cas d'augmentation de la demande à 2040.
 - Elle doit être accompagnée d'un stockage de 28 à 34 kW/1h afin de tenir la fréquence du réseau, d'assurer la réserve primaire lorsque le groupe diesel est arrêté, et lisser les fluctuations induites par les aléas météo sur de courtes durées.
 - Un groupe diesel de 140 kW reste nécessaire pour couvrir les périodes pendant lesquelles la météo est défavorable. Ce groupe devra être capable de démarrer et se synchroniser avec le réseau en 15 minutes.
 - Cette transition permet une réduction des coûts de production de plus de 60% l'année de sa mise en œuvre.
- La réalité du gisement éolien doit être confirmée par une campagne de mesure.
- Le choix de ce scénario implique la construction d'une filière éolienne sur les îles Marquises.

Si le développement d'une filière éolienne s'avère impossible, le recours au photovoltaïque seul permettra d'atteindre à minima un taux d'ENR de 43% et peut atteindre 75% pour un coût de production qui reste inférieur au coût actuel:

- Le taux de 43% nécessite 220 kWc de photovoltaïque combiné à 70 kW/1h de stockage.
- Le taux de 75% nécessite 340 kWc de photovoltaïque combiné à 107 kW/6h de stockage.
- Le coût de production sera en baisse de l'ordre de 23% à 35% par rapport au coût actuel.

Conclusions

Une montée en compétence nécessaire pour l'exploitation du système électrique

- **Nouveaux moyens de production d'ENR** (Eolien, Photovoltaïque)
 - Entretien/Maintenance des équipements
 - Prévion de la production, nécessaire pour assurer un dispatch performant.
 - Modes de contractualisation et de rémunération possibles pour garantir la disponibilité et la flexibilité nécessaire tout en assurant la rentabilité économique à l'exploitant.
- **Nouveaux moyens de stockage de l'électricité**
 - Optimisation des conditions de fonctionnement de batteries électrochimiques pour maintenir une bonne durée de vie
 - Conditions du local (température, humidité, ...)
 - Optimisation du service fourni (profondeur de décharge, cyclage, ...)
 - Modes de contractualisation et de rémunération possibles selon les services à rendre
- **Groupe diesel**
 - Entretien/Maintenance/Exploitation d'un groupe diesel capable de réaliser un black start et de se coupler au réseau sous tension.
 - Démarrage et synchronisation au réseau en exploitation
- **Pilotage du réseau**
 - Optimisation du dispatch des moyens de production
 - Stratégies de choix des moyens de production à utiliser à chaque instant afin de garantir l'équilibre offre-demande à moindre coût et la stabilité du système en cas d'évènement imprévu.
 - Ecrêtage de la production ENR variable (PV, éolien)
 - Charge/décharge d'électricité des moyens de stockage

Conclusions

Conditions de création d'une filière éolienne

■ Disposer des infrastructures nécessaires à l'importation et installation des turbines

- Ces besoins dépendent de la nature des turbines. Le choix proposé ici correspond à de petites éoliennes de l'ordre de 100 kW
 - Longueur des pales : ~15 m
 - Hauteur du mat : ~30 m
- Portuaires adaptées aux navires, longueurs et charges des éléments des éoliennes
- Routières pour l'acheminement sur site
- Construction pour l'installation dont moyens de levage

■ Disposer des compétences nécessaires à l'exploitation des éoliennes

- Les compétences nécessaires à l'installation peuvent ne pas être totalement locales car le besoin de leur présence est ponctuel, en revanche cela est nécessaire pour l'exploitation.
- Mutualisation à l'échelle de l'archipel afin de:
 - Assurer un volume d'activité suffisant pour l'embauche du personnel compétent nécessaire
 - Obtenir un effet d'échelle sur les coûts par une standardisation des choix techniques
 - Tenir un stock de pièces détachées suffisant pour un coût raisonnable car pour l'ensemble des parcs de l'archipel
 - Réduire la durée d'indisponibilité des éoliennes en cas d'incident par une disponibilité « locale » des pièces et du personnel
 - Réduire les coûts de développement des parcs en simplifiant la contractualisation une procédure commune. Ces coûts peuvent être conséquents pour de petits parcs par rapport au budget global

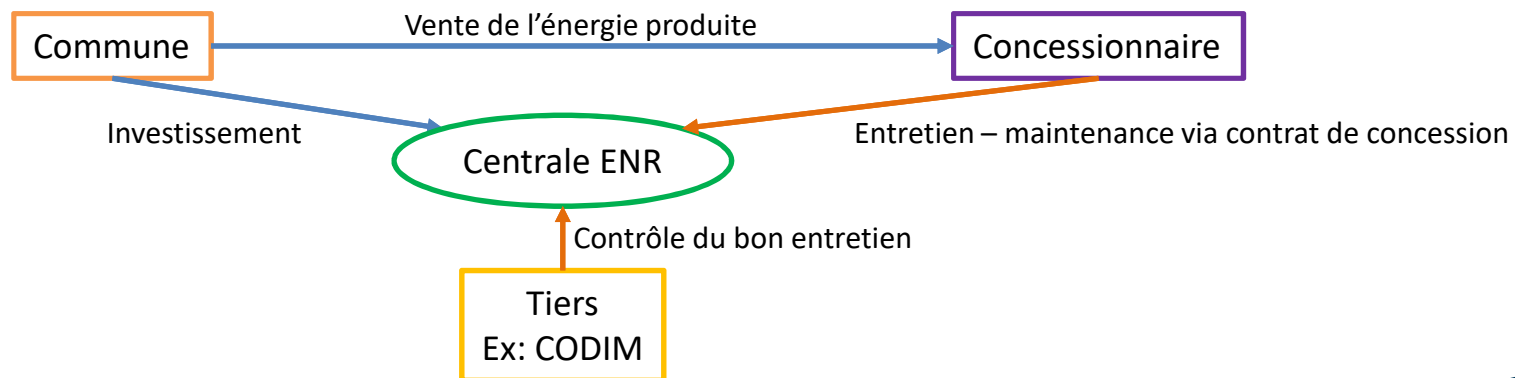
La pérennité d'une filière éolienne à l'échelle de l'archipel est nécessaire pour envisager sa mise en œuvre.

Conclusions

Quel montage envisager?

Proposition permettant :

- de faciliter les conditions d'investissement et notamment
 - Facilité d'obtention des subventions
 - Minimisation des coûts de financement
- de pérenniser le bon état de l'installation et notamment via une mutualisation de l'entretien à l'échelle de l'archipel
 - Réduire les coûts d'entretien – maintenance
 - Générer un volume suffisant pour permettre de maintenir les compétences nécessaires à ces installations
 - Faciliter l'homogénéité sur le long terme des choix de systèmes mis en œuvre



Note : le PV diffus peut être laissé ouvert à des développeurs privés si besoin de financements complémentaires
L'enjeu sera alors la maîtrise de son développement afin d'éviter une situation de surproduction