



pour



# OBSERVATOIRE DES COÛTS DE L'ÉOLIEN TERRESTRE

Rapport final

Octobre 2016



---

# CONTEXTE DE L'ÉTUDE ET MÉTHODOLOGIE

L'observatoire des coûts de l'éolien terrestre est une étude commanditée par France Energie Eolienne, dans le cadre d'un secteur éolien en mutation

## **Contexte – Vers un nouveau dispositif de soutien**

---

- Historiquement, la France (comme d'autres pays de l'UE) a opté pour un schéma de tarifs d'obligation d'achat (FiT)
- Ce mécanisme garantit un revenu fonction uniquement de l'énergie produite sur une durée déterminée (15 ans pour l'éolien)
- La Loi pour la Transition Energétique et la Croissance Verte a introduit un nouveau système de soutien : le complément de rémunération, qui s'appliquera à l'éolien une fois que les arrêtés d'application et les cahiers des charges d'appels d'offre seront publiés

## **Objectif et enjeux – Une filière compétitive et un niveau de rémunération juste**

---

- Les enjeux de cette étude sont multiples et doivent permettre d'apporter une méthode et des données transparentes sur la filière éolienne
- Enjeu n°1 : apporter une analyse la plus transparente possible du coût complet de l'éolien pour des capacités mises en service récemment (au cours des 2 à 3 dernières années)
- Enjeu n°2 : apporter des messages sur la compétitivité de l'éolien, à un moment où le poids de la CSPE connaît une importance accrue dans le débat public
- Enjeu n°3 : apporter au régulateur et aux décideurs publics des éléments leur permettant d'orienter leurs décisions sur le nouveau mécanisme de soutien et sur les niveaux cibles de rémunérations attendus par la filière de l'éolien terrestre

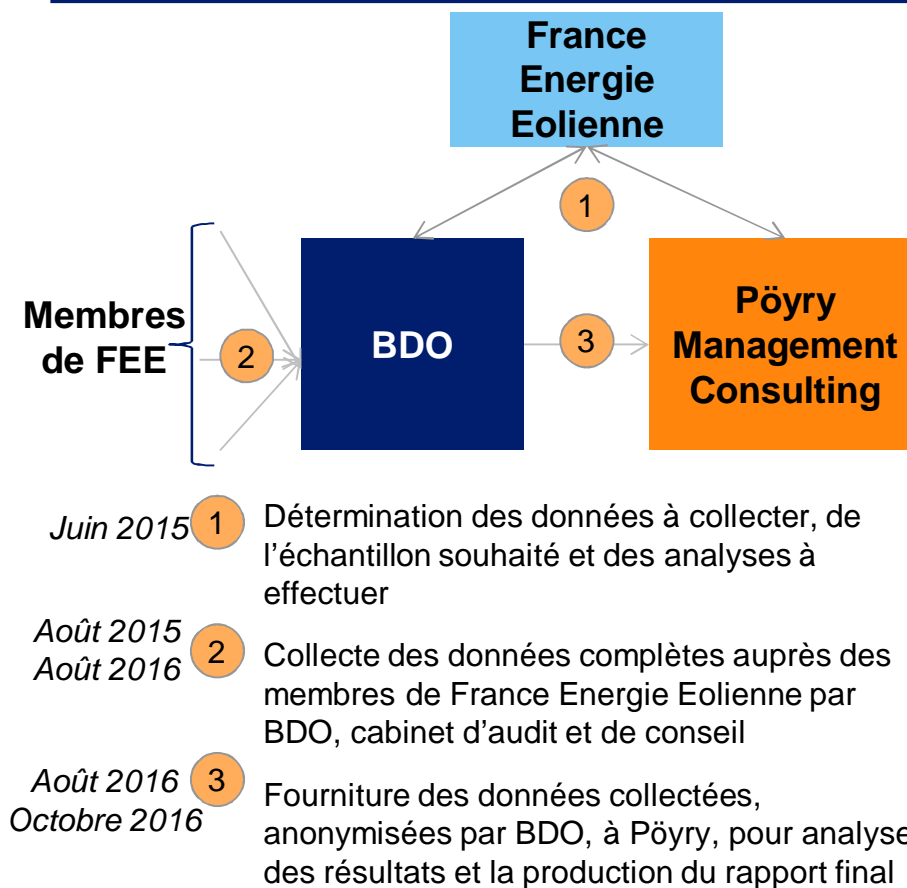
# CONTEXTE DE L'ÉTUDE ET MÉTHODOLOGIE

L'observatoire a été construit autour d'une méthodologie solide permettant de préserver la confidentialité des données collectées sur une année

## Exigences méthodologiques

- L'étude se base sur des données réelles de terrain, fournies de manière exhaustive par les principaux développeurs et opérateurs en France
- L'échantillon de l'étude est représentatif des parcs récemment installés en France
- Pour assurer la confidentialité des données vis-à-vis des entreprises contributrices, mais également la traçabilité des informations, BDO a joué le rôle d'intermédiaire opaque
- Le processus, les données et les traitements associés sont auditables
- Les conclusions de l'étude et le rapport sont écrits de manière indépendante par Pöyry Management Consulting

## Approche de l'étude



# PRINCIPAUX RÉSULTATS DE L'OBSERVATOIRE (1/2)

<b>Description de l'échantillon</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• L'échantillon analysé comporte 78 parcs installés entre 2013 et 2016 (+3 prévus pour 2017) pour une capacité totale de 1,2 GW</li><li>• L'échantillon est globalement représentatif des capacités installées au cours de ces 3 dernières années en nombre et en positionnement géographique</li><li>• Les données ont été collectées auprès de 16 développeurs et opérateurs</li></ul>
<b>Caractéristiques d'un parc moyen en France</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Le parc moyen français possède une capacité moyenne de 15 MW</li><li>• Il est constitué de turbines de 2 MW, dont la hauteur bout-de-pale est située entre 120 et 150 m du sol</li><li>• Le temps de développement de ce parc est d'environ 7 ans</li></ul>
<b>Coûts d'investissement (CAPEX)</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Les coûts d'investissement moyens se situent autour de 1,4 M€<sub>2016</sub>/MW installés</li><li>• 2/3 de ces coûts correspondent à l'achat et au montage des aérogénérateurs, le génie civil et les autres infrastructures (« Balance of the Plant ») comptent pour 13%, le raccordement au réseau pour 6%, le reste est composé des frais divers et des frais financiers pendant la période de construction</li><li>• Le coût unitaire des turbines dépend peu du nombre et de leurs caractéristiques (hauteur, notamment) et bénéficie d'un contexte actuel très favorable du fait de la baisse des coûts des matières premières</li><li>• Les coûts de développement (y compris des projets non aboutis) représentent 5% des CAPEX : 68 k€/MW</li></ul>
<b>Coûts opérationnels (OPEX)</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Les coûts opérationnels moyens se situent autour de 21 €<sub>2016</sub>/MWh (non actualisés)</li><li>• Parmi ces coûts, 10 €<sub>2016</sub>/MWh correspondent à la maintenance des aérogénérateurs avec de fortes disparités entre les installations (entre 6 €<sub>2016</sub>/MWh et 14 €<sub>2016</sub>/MWh) en fonction des parcs et des modes de contractualisation de l'activité de maintenance</li><li>• Le reste couvre les loyers, assurances, frais de gestion des parcs et taxes et contributions (hors IS)</li></ul>
<b>Productible</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Les parcs étudiés ont un productible prévisionnel moyen de 2035 heures par an en P90 (probabilité prévisionnelle d'atteinte de 90%) et 2391 heures par an en P50 (probabilité d'atteinte de 50%)</li><li>• Selon les contributeurs à l'étude, le P50 a rarement été atteint ces dernières années</li><li>• Des différences significatives apparaissent entre les parcs, en fonction de la localisation géographique (gisement de vent) et des caractéristiques des machines (hauteur du moyeu, surface balayée par le rotor, puissance de la génératrice)</li><li>• Cette dispersion entre parcs est significative : environ 25% ont un P50 prévisionnel inférieur à 2200 heures et 25% ont un P50 prévisionnel supérieur à 2600 heures</li></ul>

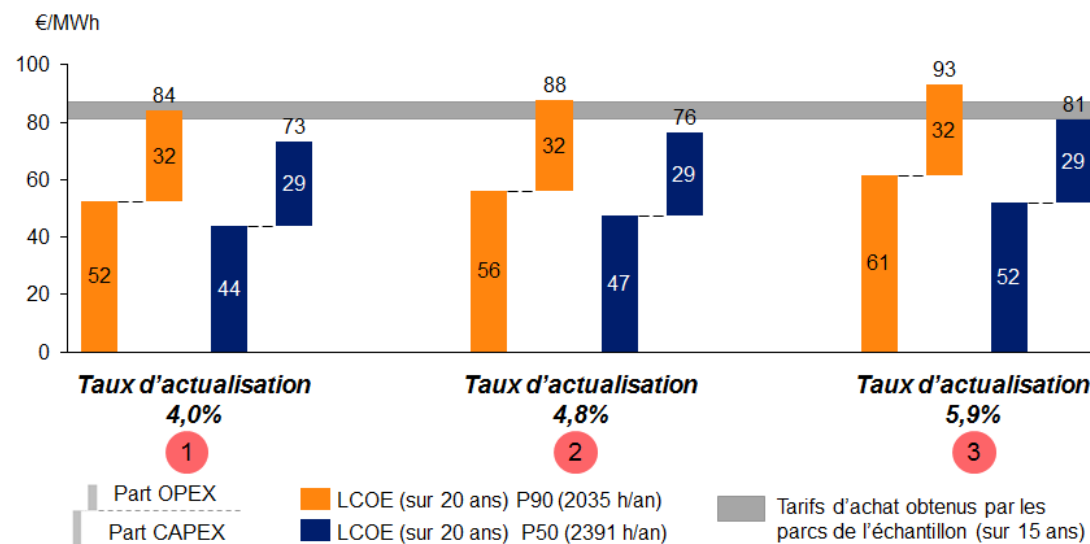
## PRINCIPAUX RÉSULTATS DE L'OBSERVATOIRE (2/2)

### Financement

- Les parcs analysés sont financés en moyenne à 74% par de la dette (même si 7 parcs ont été financés à 100% en fonds propres)
- La dette est contractée dans la grande majorité des cas sur 15 ans à des taux très bas : 3,61% en moyenne (avec de forts écarts, entre 1,65% et 5,25%), grâce à un contexte de financement très favorable
- Ces taux sont globalement en baisse : la moyenne des dettes contractées au premier semestre 2016 se situe autour de 3% sur 15 ans

### Coût complet de l'éolien terrestre (LCOE) et sensibilités

- Le coût complet de l'éolien terrestre (Levelized Cost Of Energy) a été calculé pour une durée de vie de 20 ans à partir des données de coûts collectées de coûts, de productibles et de financement, et avec 3 cas de coût moyen pondéré du capital (CMPC nominal, après impôts de 4,0%, 4,8%, 5,9%) supposant 3 cas de taux de retours sur fonds propres (5%, 8%, 12%), il est résumé ci-dessous :



- Plusieurs sensibilités ont par ailleurs été menées (toutes choses étant égales par ailleurs) :
  - Une augmentation du coût des turbines de 10% induit une augmentation du LCOE de 3 €/MWh
  - Une augmentation de 100 heures de fonctionnement par an abaisse le LCOE d'environ 3 €/MWh
  - Une augmentation de 1 point de % des taux d'intérêt induit une augmentation du LCOE de 2 €/MWh
  - Une augmentation du CMPC de 1 point de % augmente le LCOE d'environ 4 €/MWh

# BENCHMARK ET ASPECTS TECHNOLOGIQUES

## Benchmark européen

- L'Observatoire a fait l'objet d'un benchmark avec des études récentes comparables pour les pays voisins
- parcs de l'échantillon présentent des CAPEX et des OPEX moyens comparables aux voisins européens
- Les parcs dans les pays européens analysés sont en général financés à hauteur de 80% par de la dette et de 20% par des fonds propres
- Les CMPC sont très variables : ils dépendent à la fois du mécanisme de soutien au renouvelable appliqué localement mais également des conditions locales de financement
- L'échantillon étudié accuse un retard technologique conséquent face à l'Allemagne. Une éolienne installée en Allemagne au premier semestre 2016 mesure en moyenne 184 m et possède une capacité de 2,8 MW, contre respectivement 134 m et 2,2 MW pour l'échantillon français analysé dans le cadre de cet Observatoire
- Compte-tenu de l'importance particulière de la technologie dans le cadre de cet Observatoire, 4 principaux turbinières (Enercon, Senvion, Siemens, Vestas) ont été questionnés sur leurs objectifs en tant que fabricants et leurs visions du marché français

## Aspects technologiques

- Leur objectif global est le même : améliorer la compétitivité de l'éolien par la diminution du LCOE :
  - Diminution des CAPEX : coûts de production des machines, par des évolutions process et matériaux
  - Diminution des OPEX : offres combinées machines + contrat de maintenance, amélioration de l'intelligence et de la connectivité des machines, permettant d'optimiser les opérations et la maintenance
  - Augmentation du productible et de la disponibilité : machines plus toilées, diamètres des pales plus importants, plus puissantes, plus hautes, et optimisées pour les sites de vents faibles
  - Nouveaux revenus : développement de capacités technologiques permettant de créer plus de valeur (par exemple pour le soutien aux réseaux électriques)
- Leur constat est clair : les projets français disposent de tailles de rotors plus petites et de hauteurs de moyeux plus basses que dans d'autres pays européens (Allemagne, Autriche, Angleterre, Benelux)
- Vu des turbinières, le marché français souffre d'un certain nombre de freins à l'amélioration de la compétitivité de l'éolien en France :
  - Faible visibilité des volumes d'installation et instabilité de la réglementation questionnant les engagements d'investissements et ne permettant pas de capturer toutes les économies d'échelle
  - Contraintes sur la hauteur des mâts (radar, plafond aérien, contraintes paysagères), ne permettant pas d'installer des éoliennes au-delà de 150 m de hauteur, contre 200 m et plus dans d'autres pays européens
  - Contraintes administratives de développement se traduisant par des délais importants (autorisations, recours, ...) et une faible flexibilité sur la définition des projets (impossibilité de modifier la définition des parcs en cours de projet) ne permettant pas de disposer des dernières technologies disponibles

---

# AGENDA

➔ Description de l'échantillon

---

Analyse des CAPEX

Analyse des OPEX

Analyse du productible

Analyse du financement

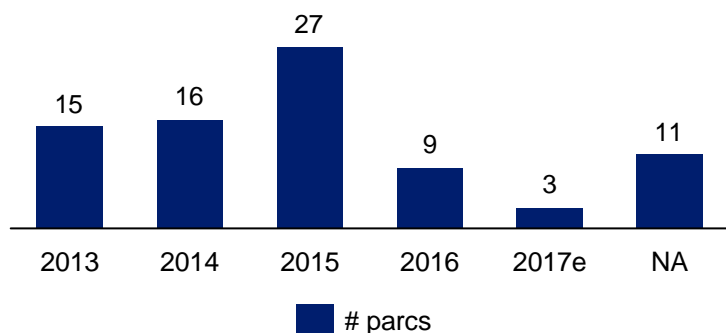
Résultats de LCOE

Benchmark européen

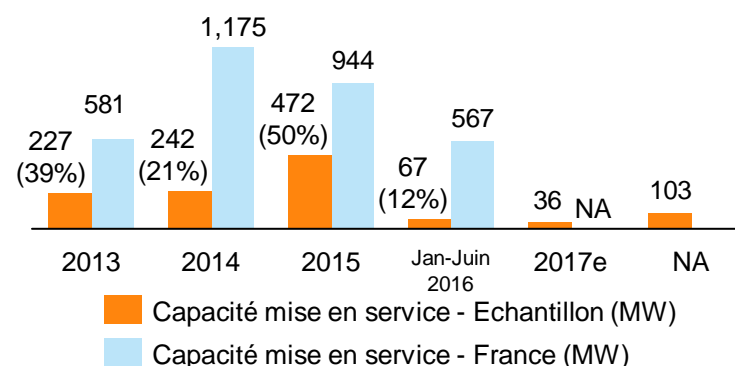
# DESCRIPTION DE L'ÉCHANTILLON 1/3

Au total, 81 parcs correspondant à 1190 MW de capacité éolienne installée ont été analysés à partir des informations provenant de 16 sociétés contributrices

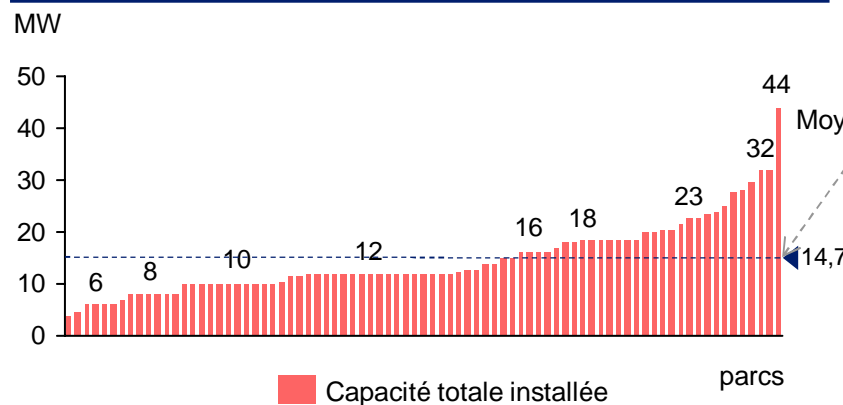
Répartition des parcs selon l'année de mise en service



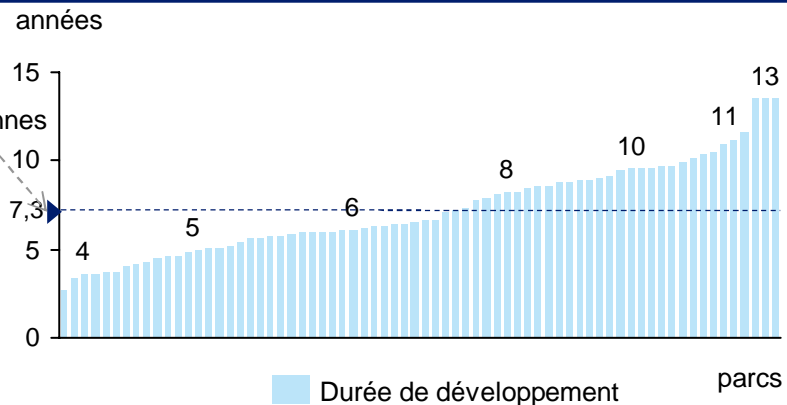
Répartition des capacités selon l'année de mise en service



Capacité totale installée par parc



Durée de développement des parcs



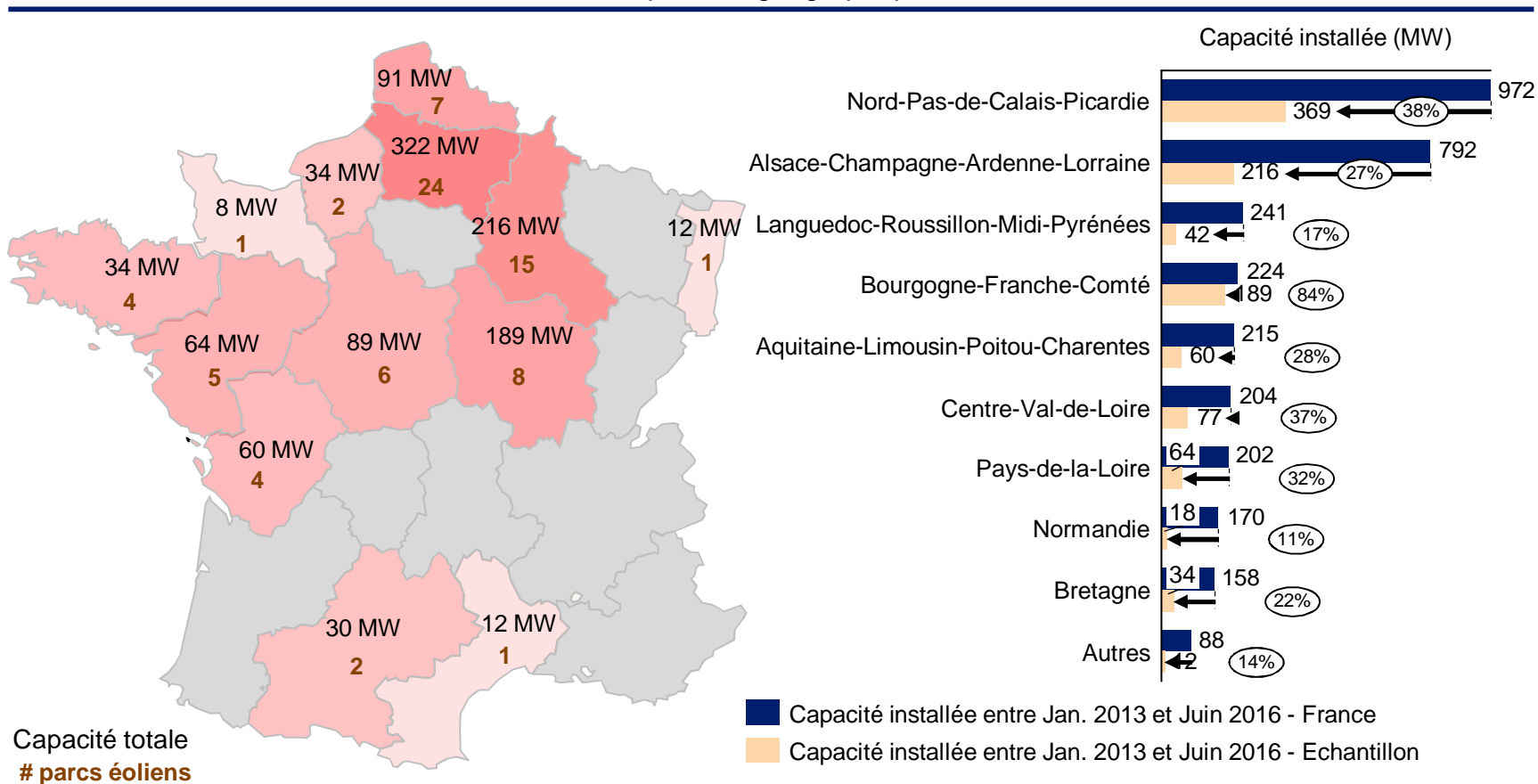
Source : Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer. Durée de développement des parcs : données non renseignées pour 11 projets



## DESCRIPTION DE L'ÉCHANTILLON 2/3

La répartition géographique de l'échantillon couvre toutes les régions où des parcs éoliens ont été récemment installés

Répartition géographique

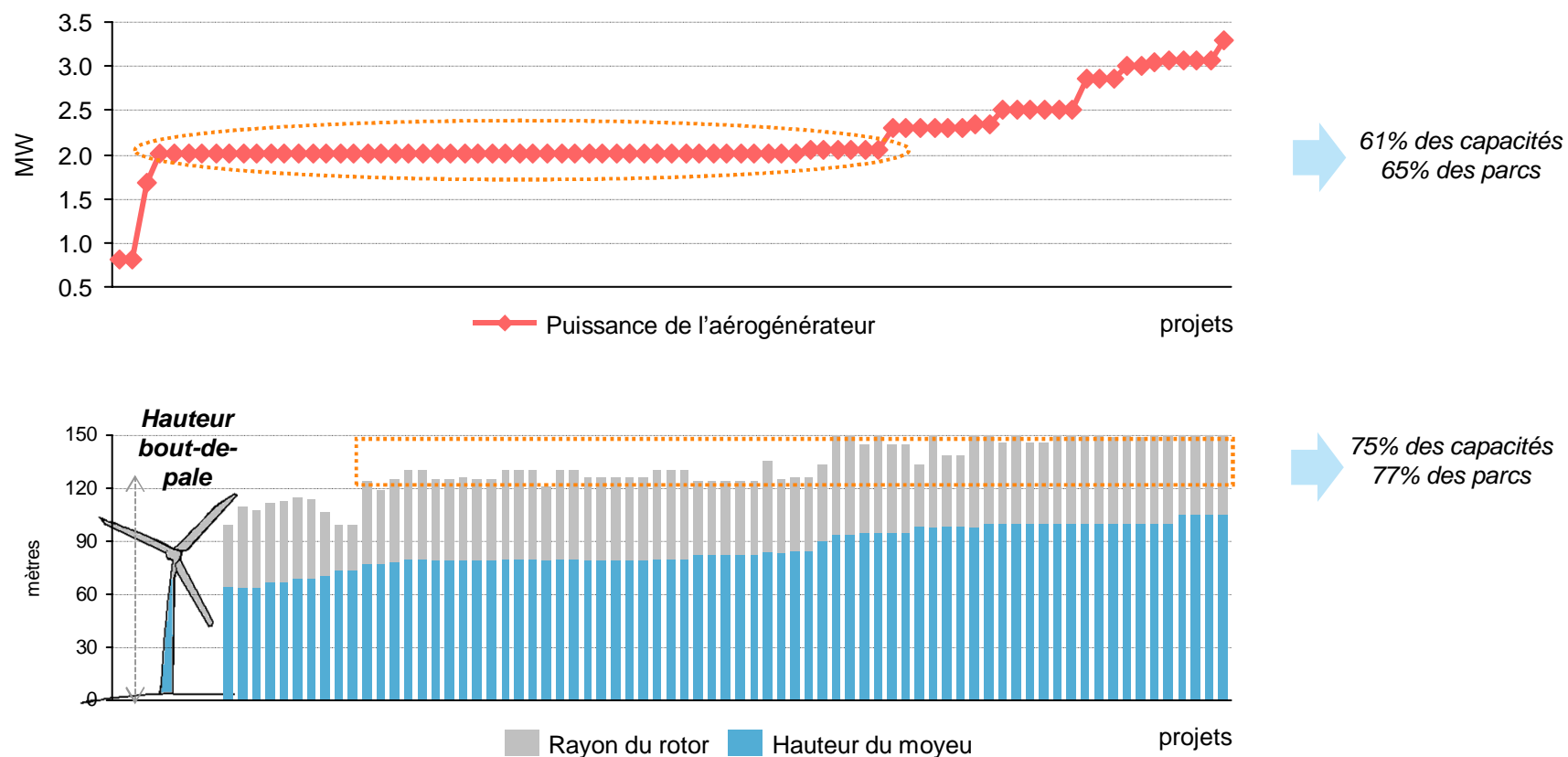


Sources : Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. 1 projet de capacité de 30 MW dont le département n'est pas renseigné est exclu ici

## DESCRIPTION DE L'ÉCHANTILLON 3/3

L'essentiel des parcs installés correspond à une puissance de turbine de 2 MW et une hauteur bout-de-pale comprise entre 120 et 150 mètres

Répartition technologique des parcs selon la puissance et les dimensions des turbines



Hauteur bout-de-pale/rayon du rotor : données non renseignées pour 8 projets

---

# AGENDA

Description de l'échantillon



Analyse des CAPEX

---

Analyse des OPEX

Analyse du productible

Analyse du financement

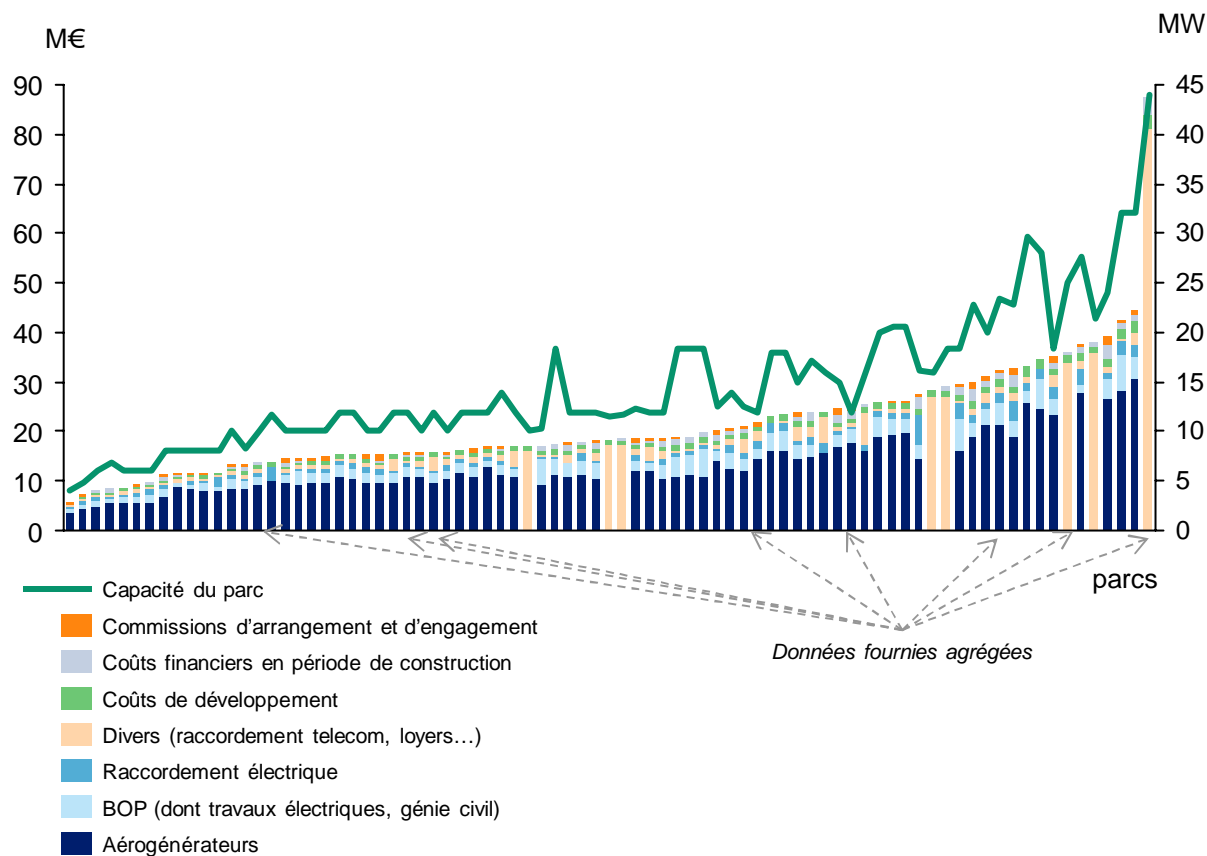
Résultats de LCOE

Benchmark européen

# ANALYSE DES CAPEX : VUE D'ENSEMBLE DE L'ÉCHANTILLON

De manière générale, les coûts d'investissement analysés sont proportionnels à la capacité installée : en moyenne 1,4 M€/MW

Décomposition des CAPEX des parcs de l'échantillon



Commentaires

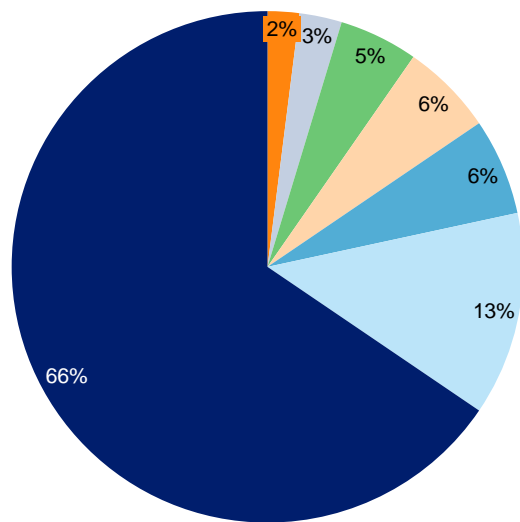
- On observe un lien de quasi proportionnalité entre les CAPEX et la capacité installée des parcs
- Les CAPEX représentent 1,4 M€/MW installé en moyenne

8 parcs (représentant 10% de parcs, 13% des capacités), ayant fourni des données agrégées, seront exclus de l'ensemble de l'analyse détaillée des CAPEX

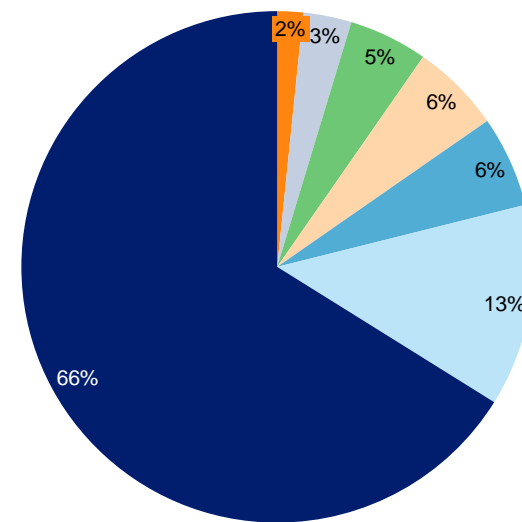
# ANALYSE DES CAPEX : VUE D'ENSEMBLE DE L'ÉCHANTILLON

La majeure partie (66% en moyenne) des coûts d'investissement des parcs correspond au coût des aérogénérateurs

Décomposition moyenne des CAPEX des parcs de l'échantillon



Moyenne simple



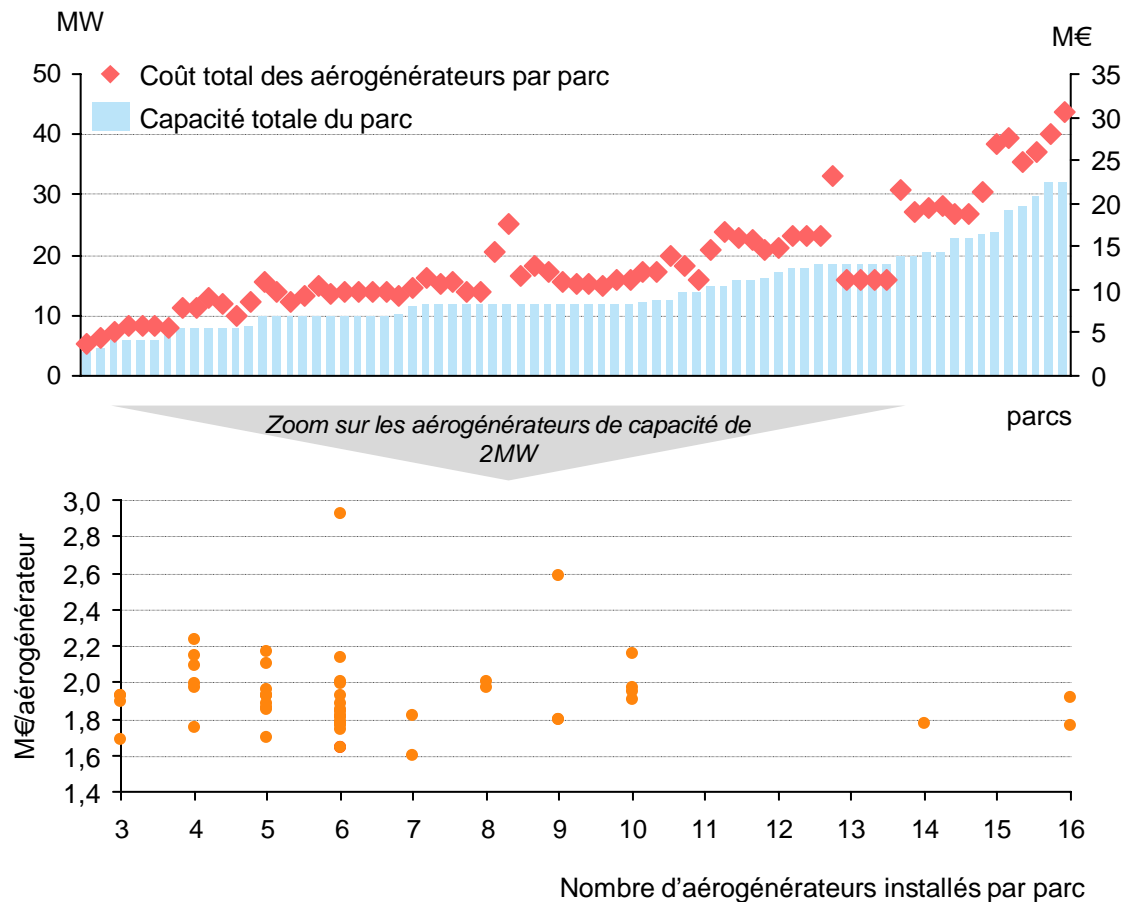
Moyenne pondérée par la capacité

- 4 Commissions d'arrangement et d'engagement
- 3 Coûts financiers en période de construction
- 2 Coûts de développement
- 4 Divers (raccordement telecom, loyers...)
- 3 Raccordement électrique
- 2 BOP (dont travaux électriques, génie civil)
- 1 Aérogénérateurs

# ANALYSE DES CAPEX : AÉROGÉNÉRATEURS (66% DES CAPEX)

Il n'y a pas d'effet d'échelle sur les coûts des aérogénérateurs : leur coût unitaire ne décroît pas avec le nombre d'aérogénérateurs installés

Coûts des aérogénérateurs en fonction de la capacité et de leur nombre



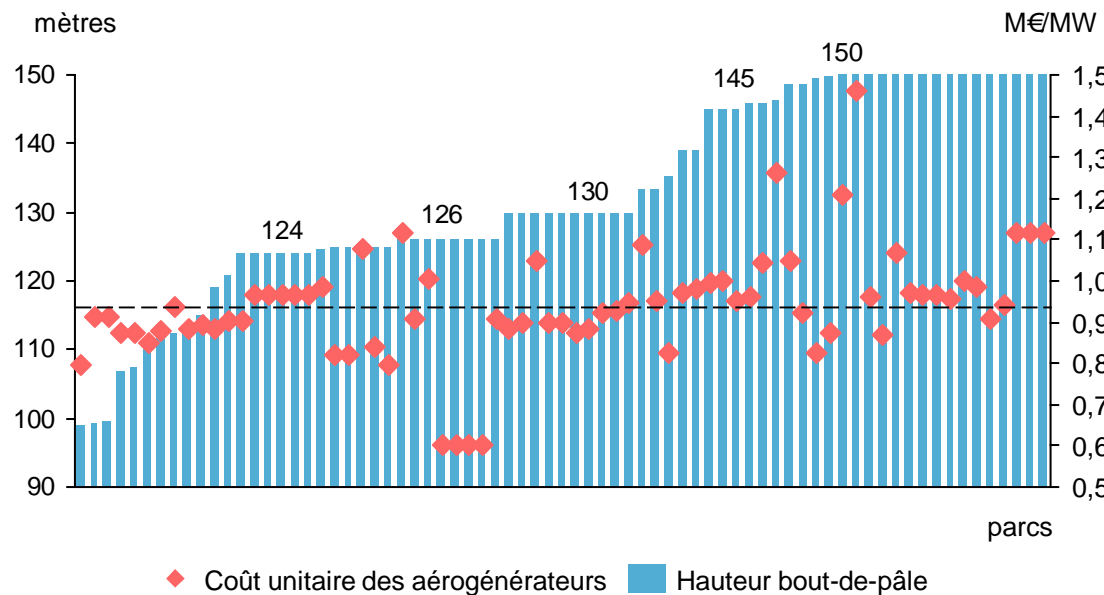
Commentaires

- Ces coûts regroupent uniquement les coûts liés à l'achat et la pose des aérogénérateurs
- Pas d'effet d'échelle :
  - Le coût total des aérogénérateurs augmente proportionnellement avec la puissance totale installée du parc
  - Il n'y a pas de réduction de coût avec l'achat de plusieurs aérogénérateurs

## ANALYSE DES CAPEX : AÉROGÉNÉRATEURS (66% DES CAPEX)

Les aérogénérateurs plus élevés avec des tailles de pales plus grandes permettent de produire plus d'électricité : leur coût au MW n'est pas pour autant plus important

Coûts des aérogénérateurs en fonction de la hauteur bout-de-pale



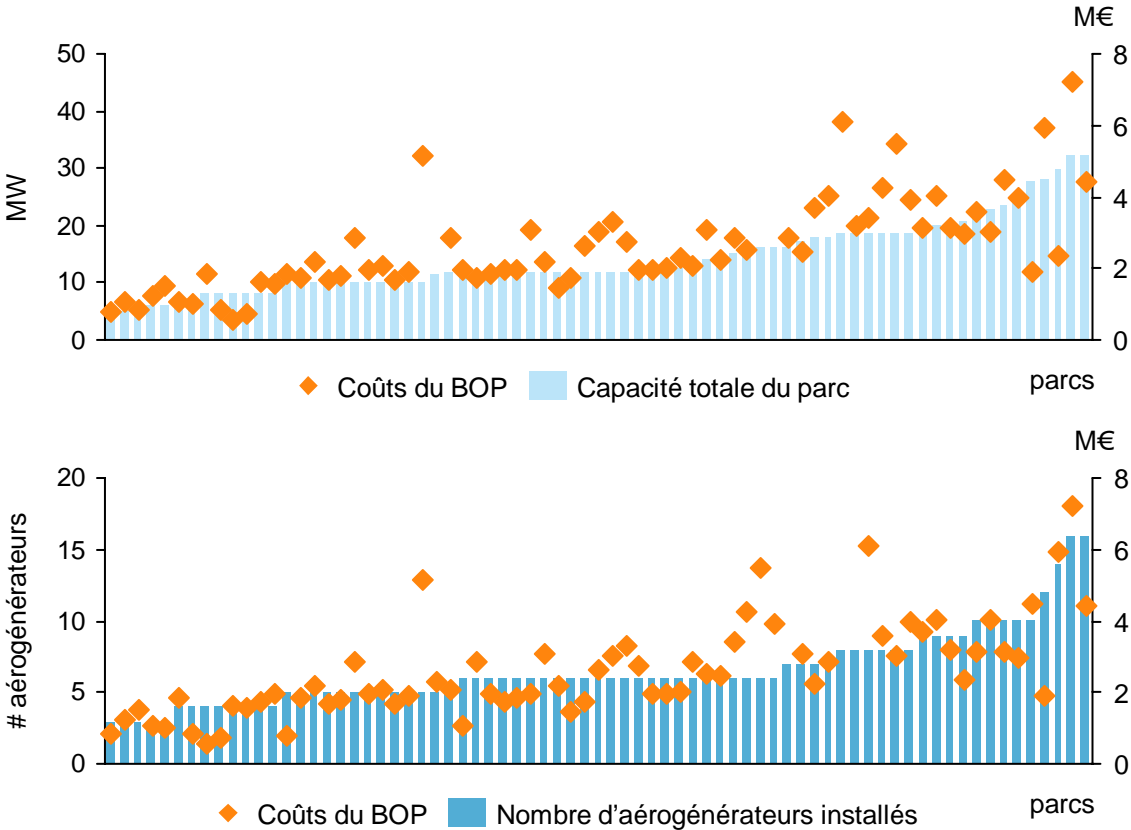
Commentaires

- De manière générale, le coût des aérogénérateurs est relativement stable avec une moyenne autour de 0,9 M€/MW installé, quelle que soit la hauteur bout-de-pale
- Les coûts des aérogénérateurs se sont maintenus stables malgré les évolutions technologiques réalisées

# ANALYSE DES CAPEX : BOP (13% DES CAPEX)

Le coût du Balance of the Plant (BOP) dépend principalement de la capacité installée du parc

Coûts du BOP en fonction de la capacité et du nombre d'aérogénérateurs



Coûts du BOP : données non renseignées pour 3 projets

## Commentaires

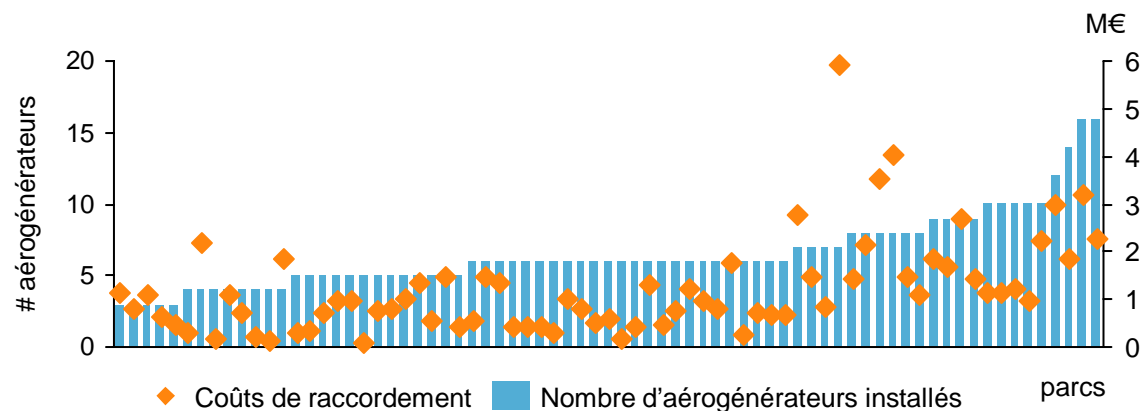
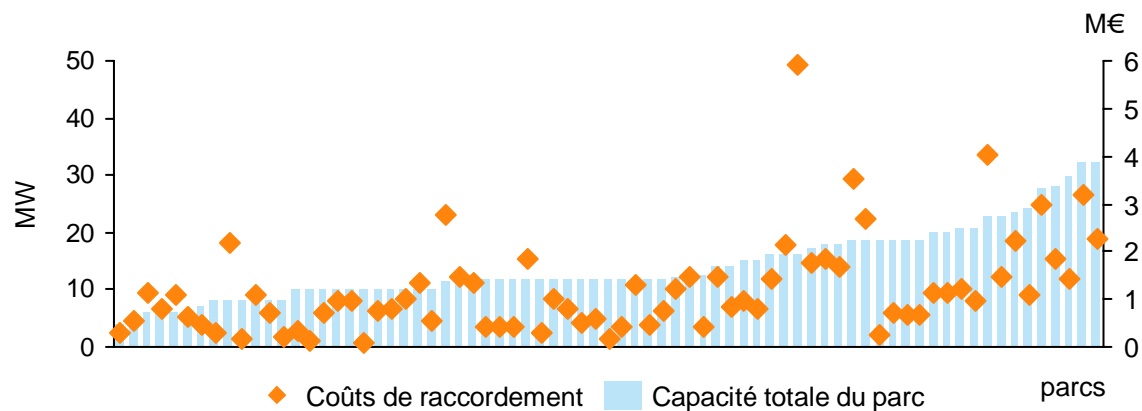
- Le Balance of the Plant regroupe tous les coûts liés aux infrastructures (dont les travaux électriques et le génie civil), à l'exclusion des aérogénérateurs
- De manière générale, le BOP varie proportionnellement avec la capacité totale installée ainsi que le nombre d'aérogénérateurs



## ANALYSE DES CAPEX : RACCORDEMENT (6% DES CAPEX)

Les coûts de raccordement électrique sont très variables et dépendent de la situation géographique des parcs : pas de corrélation avec la puissance

Coûts de raccordement en fonction de la capacité et de # d'aérogénérateurs



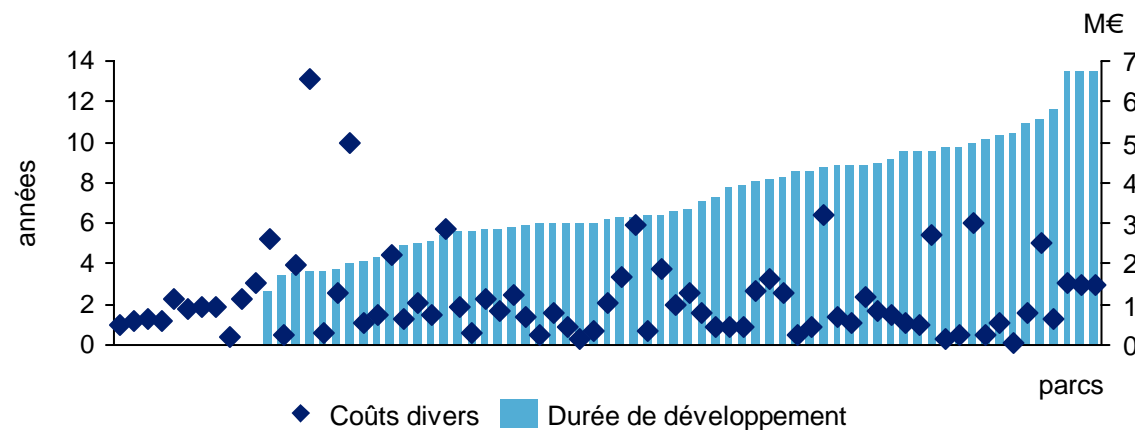
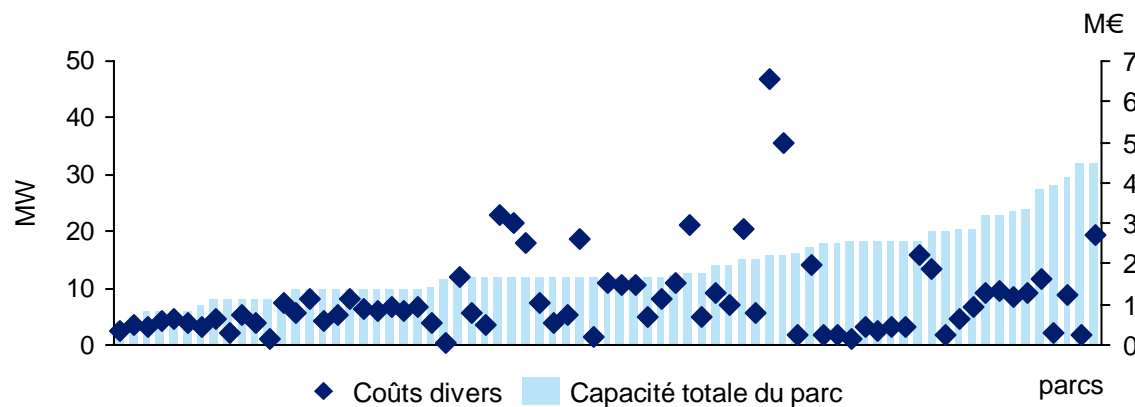
Commentaires

- On observe une forte disparité des coûts de raccordement entre les différents parcs, sans pour autant que ces coûts soient proportionnels à la capacité, ni au nombre d'aérogénérateurs
- Les coûts de raccordement au réseau dépendent principalement de la distance au poste source, et de la position géographique des parcs pour la quote-part SRCAE

## ANALYSE DES CAPEX : DIVERS (6% DES CAPEX)

Les coûts divers, regroupant différentes natures de coûts en phase de développement, ne sont corrélés ni à la capacité, ni à la durée de développement

Coûts divers en fonction de la capacité et du nombre d'aérogénérateurs



Coûts divers : données non renseignées pour 11 projets

Commentaires

- Ces coûts regroupent des investissements de natures variées : raccordement télécom, loyers en période de construction, maîtrise foncière, assurance, maîtrise d'ouvrage, suivi de construction, due diligence...
- Du fait de la nature très diverse de ces coûts, il n'y a pas de corrélation claire avec la capacité du parc ou la durée de développement

---

# AGENDA

Description de l'échantillon

Analyse des CAPEX

➔ Analyse des OPEX

---

Analyse du productible

Analyse du financement

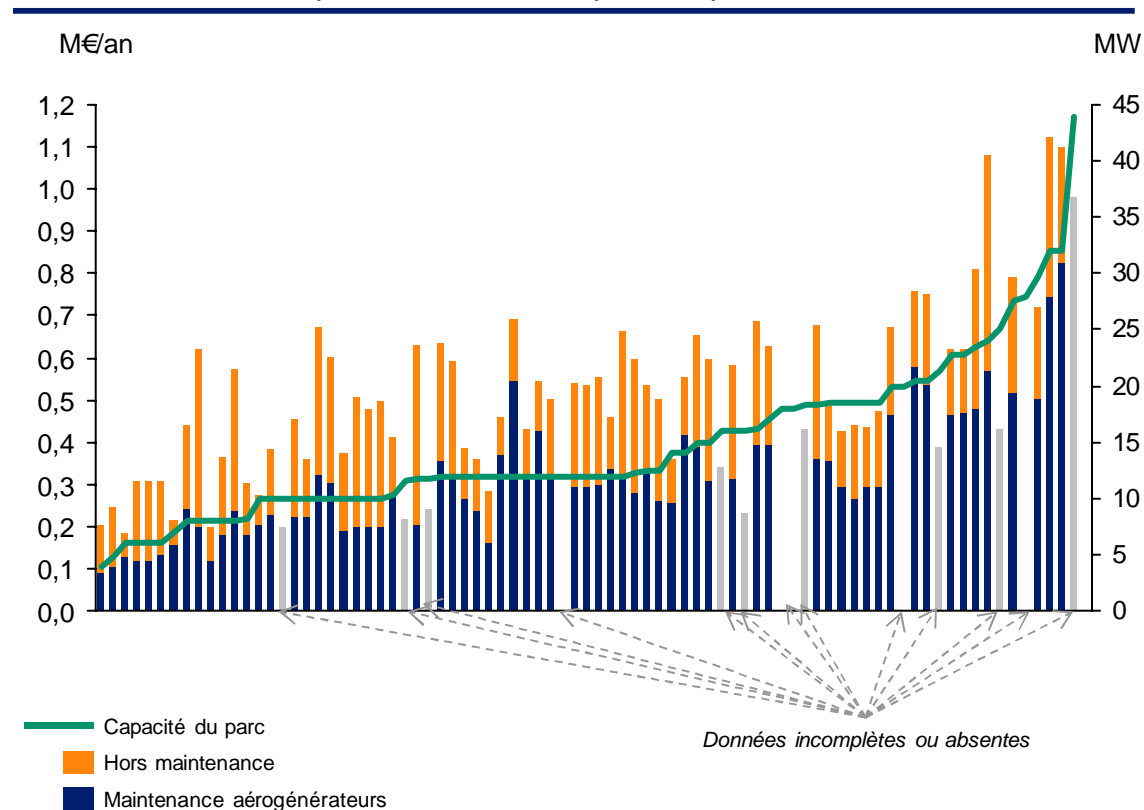
Résultats de LCOE

Benchmark européen

# ANALYSE DES OPEX : VUE D'ENSEMBLE DE L'ÉCHANTILLON

La majeure partie des coûts opérationnels (autour de 21 €<sub>2016</sub>/MWh non actualisés) correspond aux coûts de maintenance des aérogénérateurs

Décomposition des OPEX pour un productible P50



Commentaires

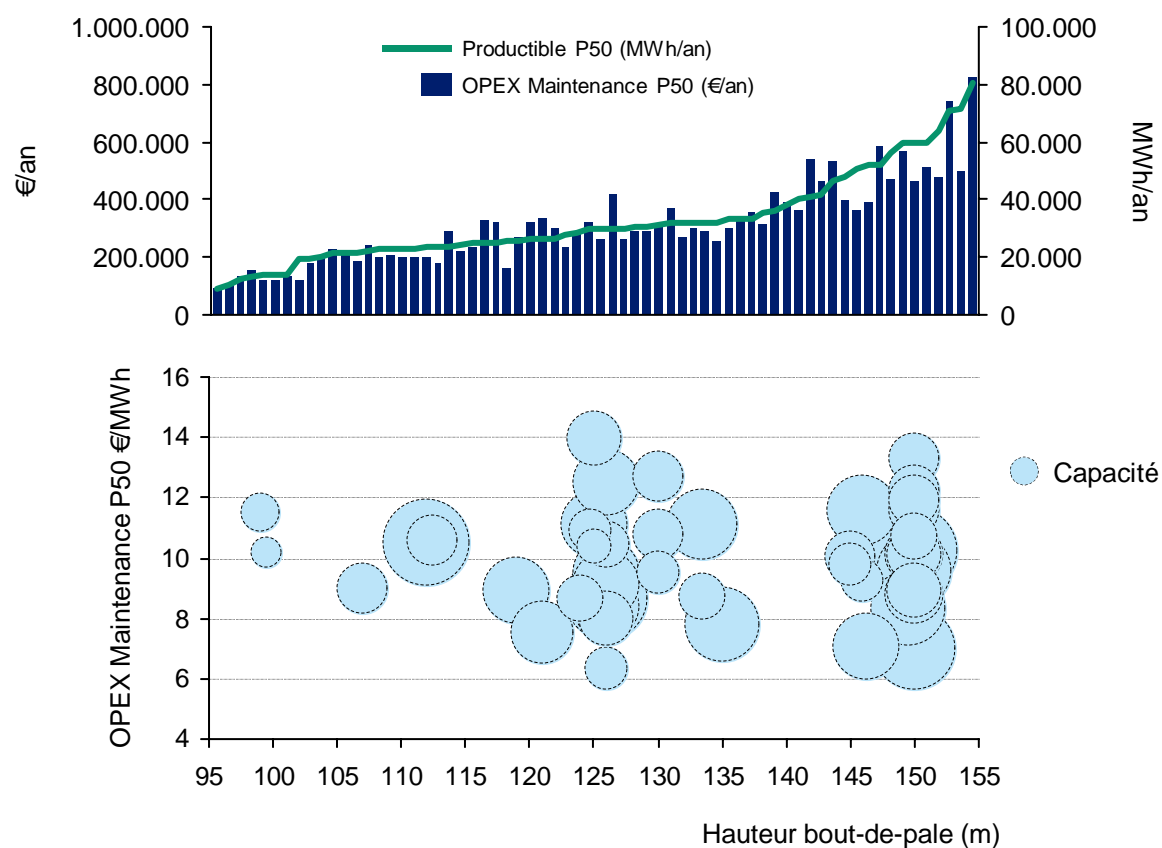
- Les OPEX de maintenance représentent en moyenne 50% des OPEX totaux et augmentent proportionnellement à la taille du parc
- Les autres OPEX (loyers, assurances, frais administratifs, frais de gestion, impôts et contributions, hors IS...) sont relativement constants quelle que soit la taille du parc

20 parcs (représentant 23% de parcs, 26% des capacités), ayant fourni des données agrégées, seront exclus de l'analyse détaillée des OPEX

# ANALYSE DES OPEX : COÛTS DE MAINTENANCE

Les OPEX de maintenance varient avec le productible : 10 €/2016/MWh (non actualisés), avec une forte disparité entre les parcs

Décomposition des OPEX Maintenance pour un productible P50



Commentaires

- On observe une corrélation entre les OPEX de maintenance et le productible: 10 €/MWh
- Il existe une forte disparité des OPEX de maintenance, qui varient de 6 €/MWh à 14 €/MWh, traduisant la variété des périmètres et des modes de contractualisation de l'activité de maintenance

---

# AGENDA

Description de l'échantillon

Analyse des CAPEX

Analyse des OPEX

➔ Analyse du productible

Analyse du financement

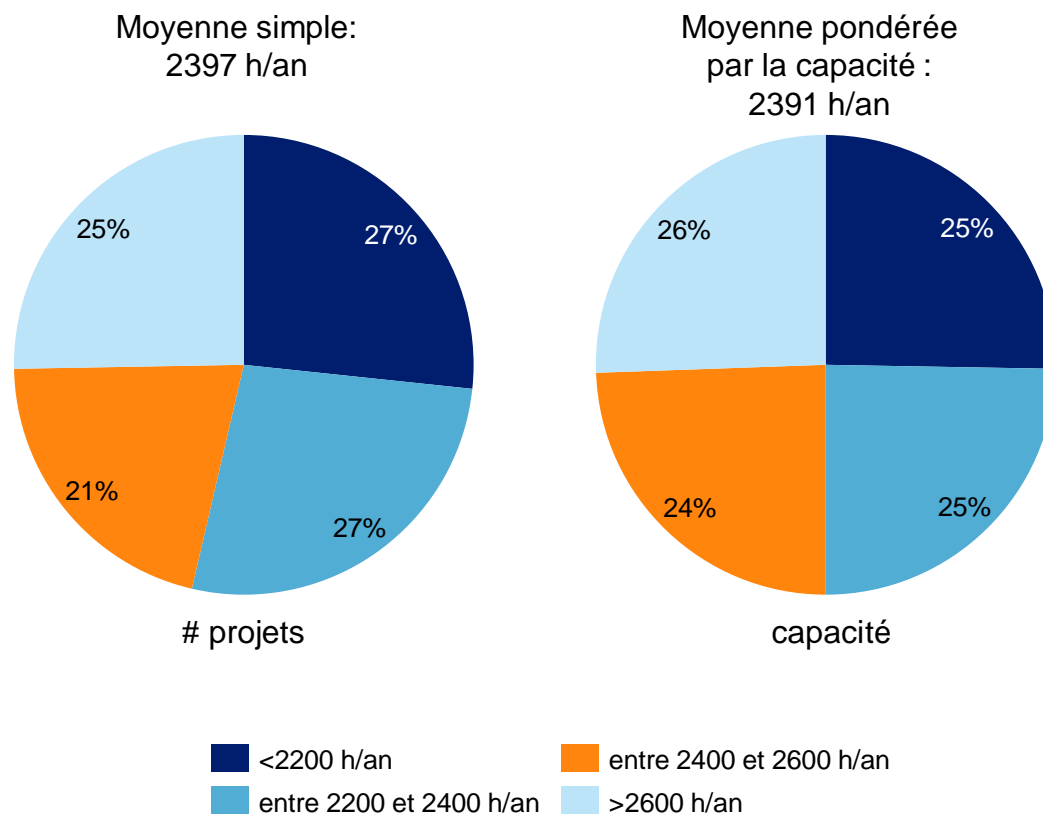
Résultats de LCOE

Benchmark européen

# ANALYSE PRODUCTIBLE : DESCRIPTION DE L'ÉCHANTILLON

Le productible moyen prévisionnel de l'échantillon est de 2391 h/an (pleine puissance) en P50...

Répartition des productibles prévisionnels P50<sup>1</sup> de l'échantillon



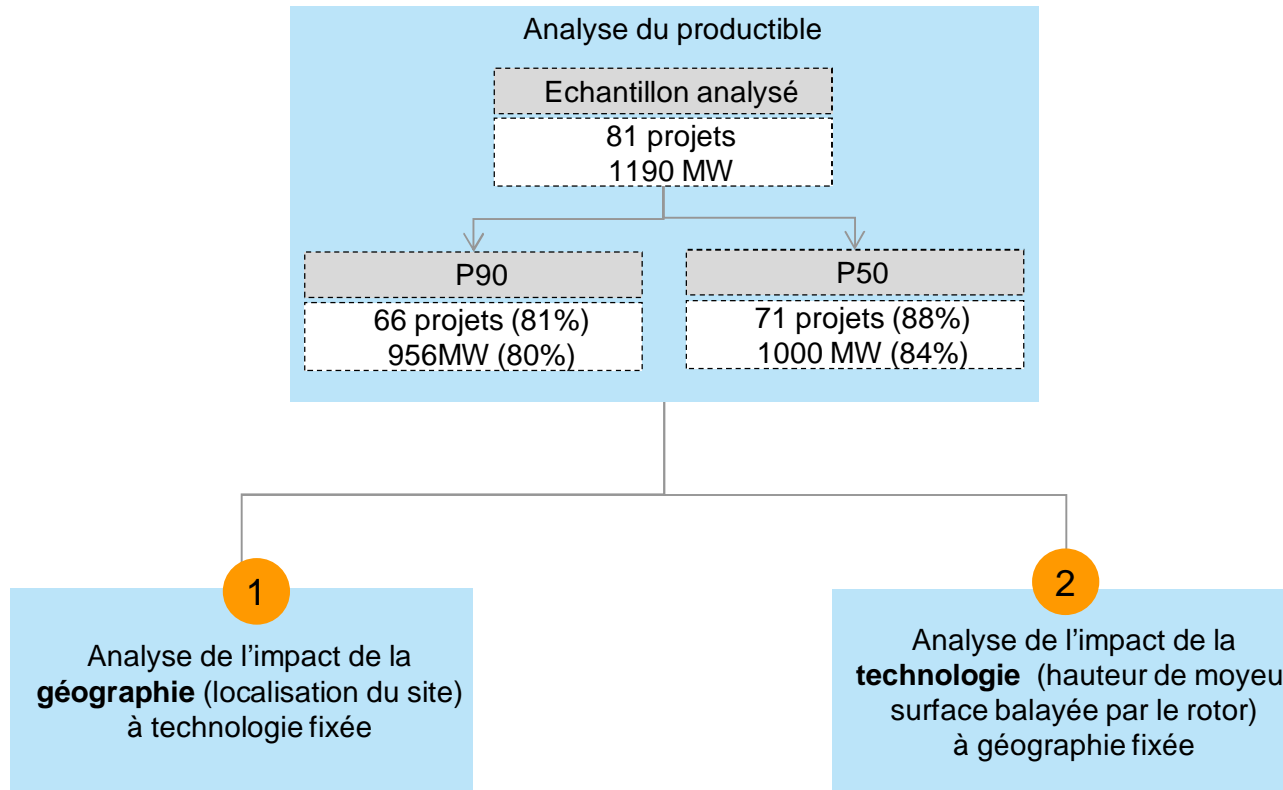
Commentaires

- Les projets de l'échantillon sont conçus pour produire en prévisionnel 2391 h/an pleine puissance avec une probabilité de 50% (P50)
- 25% des installations ont un P50 prévisionnel supérieur à 2600 h
- 25% inférieur à 2200 h
- La moitié de l'échantillon a un P50 prévisionnel situé entre 2200 et 2600 h

(1) Le productible P50 correspond au niveau de production ayant au moins 50% de chances d'être atteint

# ANALYSE PRODUCTIBLE : APPROCHE

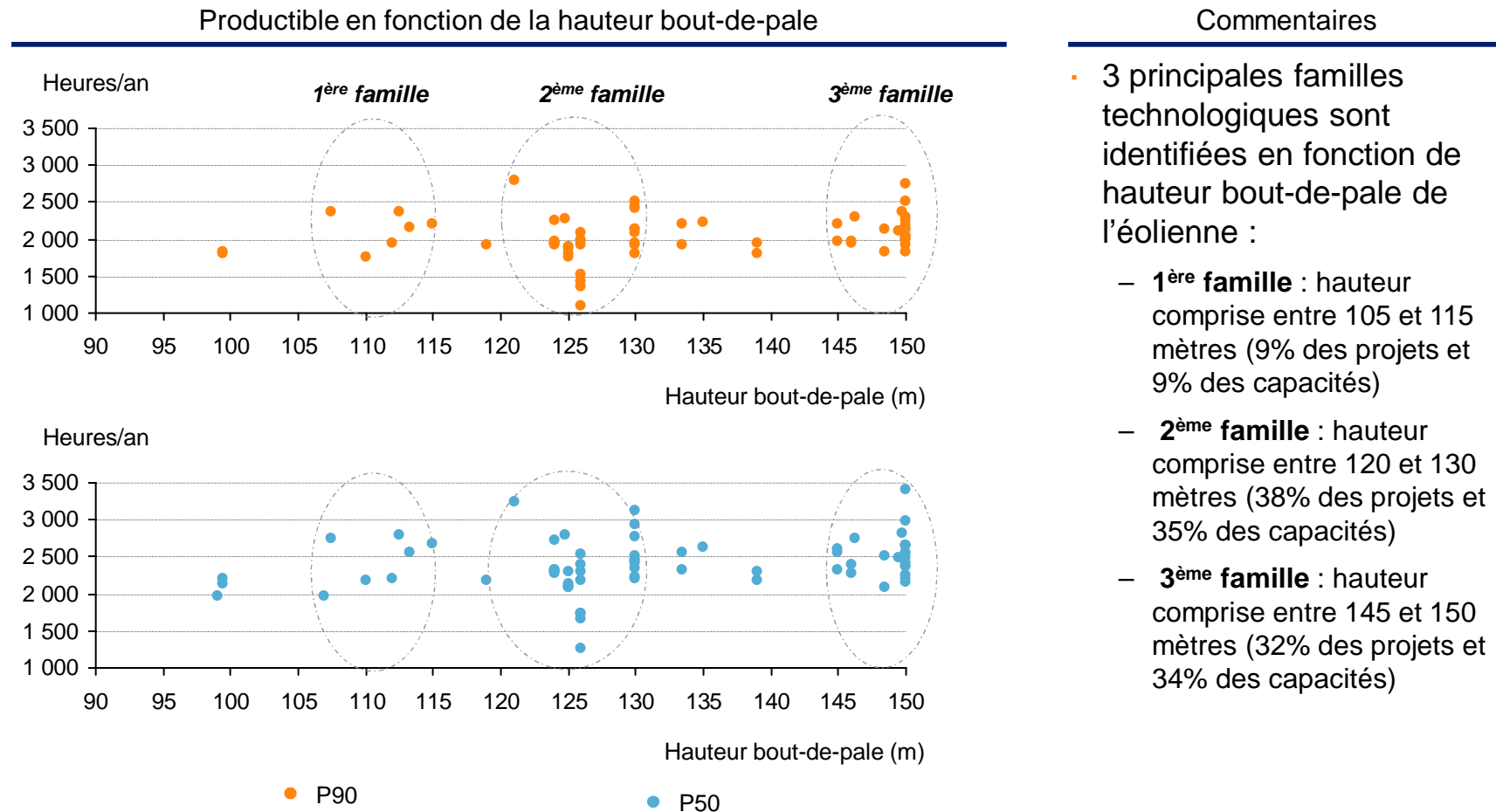
...néanmoins, cette moyenne cache de fortes dispersions entre les parcs, explicables par les contraintes et choix géographiques et technologiques





# ANALYSE GÉOGRAPHIQUE PAR FAMILLE TECHNOLOGIQUE 1/4

L'échantillon analysé se concentre autour de 3 familles technologiques déterminées en fonction de la hauteur bout-de-pale\*

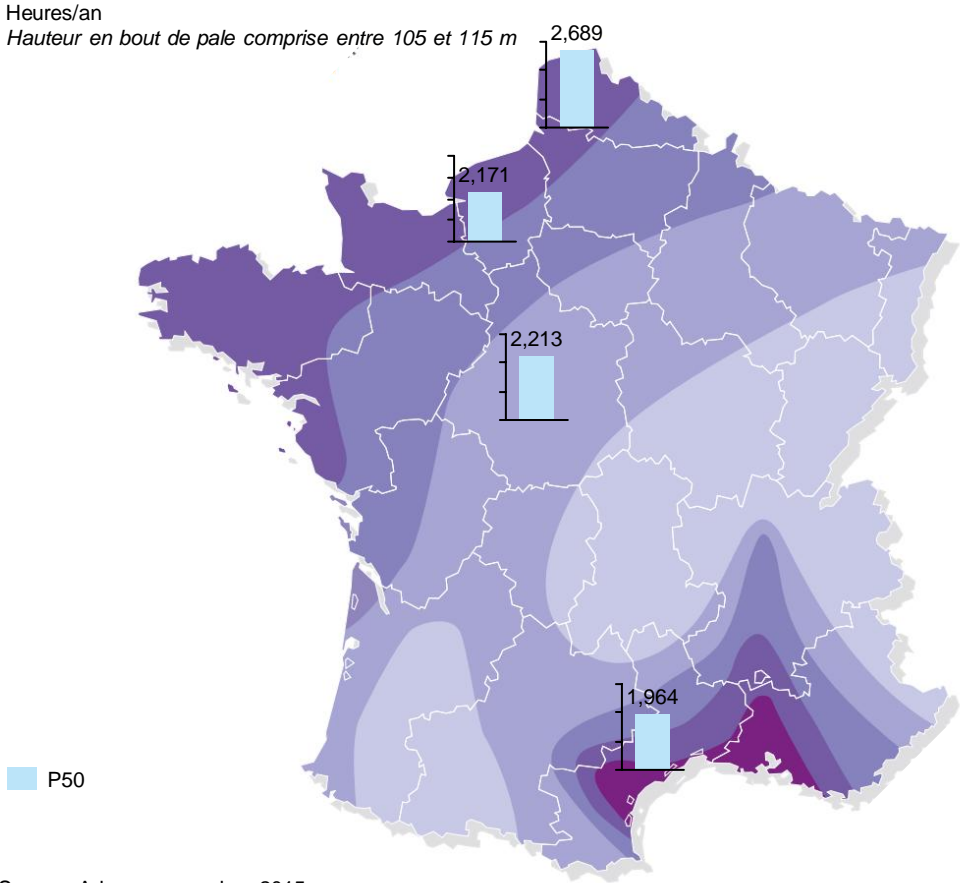


\* Hauteur bout de pale = hauteur du moyeu + rayon du rotor

# ANALYSE GÉOGRAPHIQUE PAR FAMILLE TECHNOLOGIQUE 2/4

Pour la famille 105-115 m : faible corrélation observée entre le productible et le gisement de vent

Distribution géographique du productible – 1<sup>ère</sup> famille technologique



Commentaires

- Il n’y a pas de corrélation claire entre le gisement de vent et le productible
- Le relief de la zone dans lequel se situent les parcs peut expliquer cette non-corrélation

Vitesse du vent à 50 m au-dessus du sol en fonction de la topographie

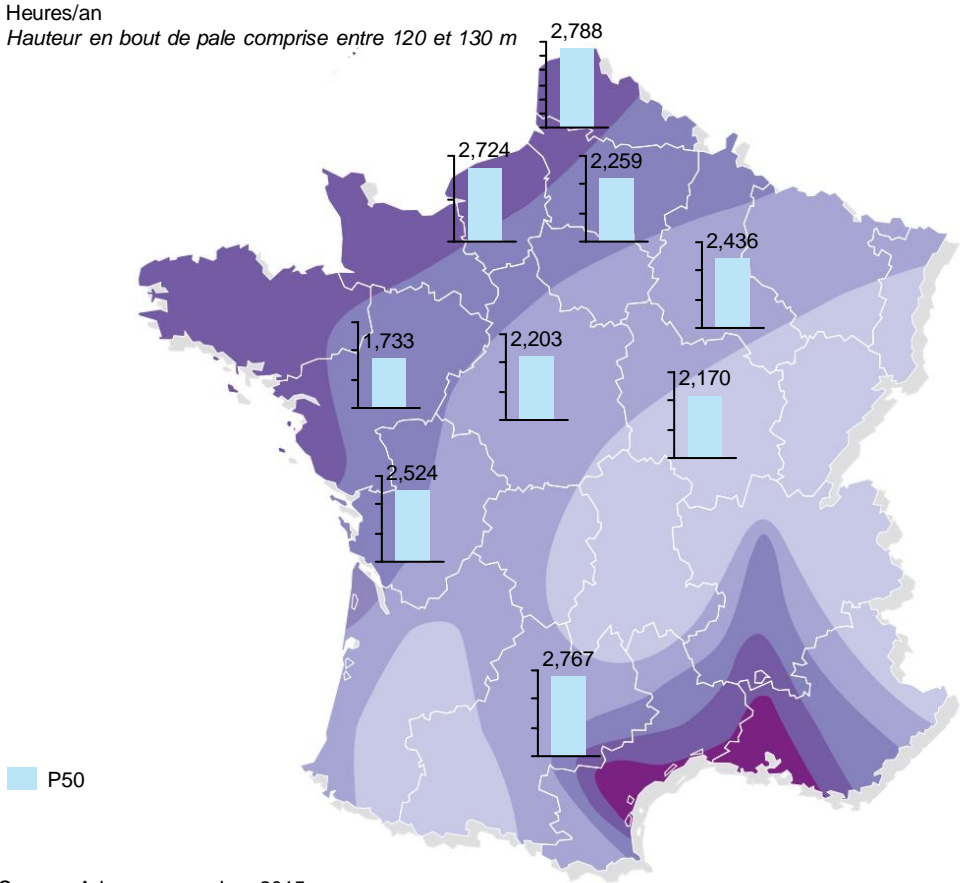
	Bocage dense, bois, banlieue	Rase campagne, obstacles épars	Prairies plates, quelques buissons	Lacs, mer	Crêtes, collines**
ZONE 1	<3,5	<3,5	<5,0	<5,5	<7,0
ZONE 2	3,5 - 4,5	4,5 - 5,5	5,0 - 6,0	5,5 - 7,0	7,0 - 8,5
ZONE 3	4,5 - 5,0	5,5 - 6,5	6,0 - 7,0	7,0 - 8,0	8,5 - 10,0
ZONE 4	5,0 - 6,0	6,5 - 7,5	7,0 - 8,5	8,0 - 9,0	10,0 - 11,5
ZONE 5	>6,0	>7,5	>8,5	>9,0	>11,5

Source: Ademe, novembre 2015

# ANALYSE GÉOGRAPHIQUE PAR FAMILLE TECHNOLOGIQUE 3/4

Pour la famille 120-130 m : l'influence du gisement de vent sur le productible est vérifiée

Distribution géographique du productible – 2<sup>ème</sup> famille technologique



Source: Ademe, novembre 2015

Commentaires

- On constate une tendance à la hausse du productible avec le gisement : au sein de cette famille technologique, les parcs situés dans des régions avec le plus de gisement ont des P50 globalement plus élevés

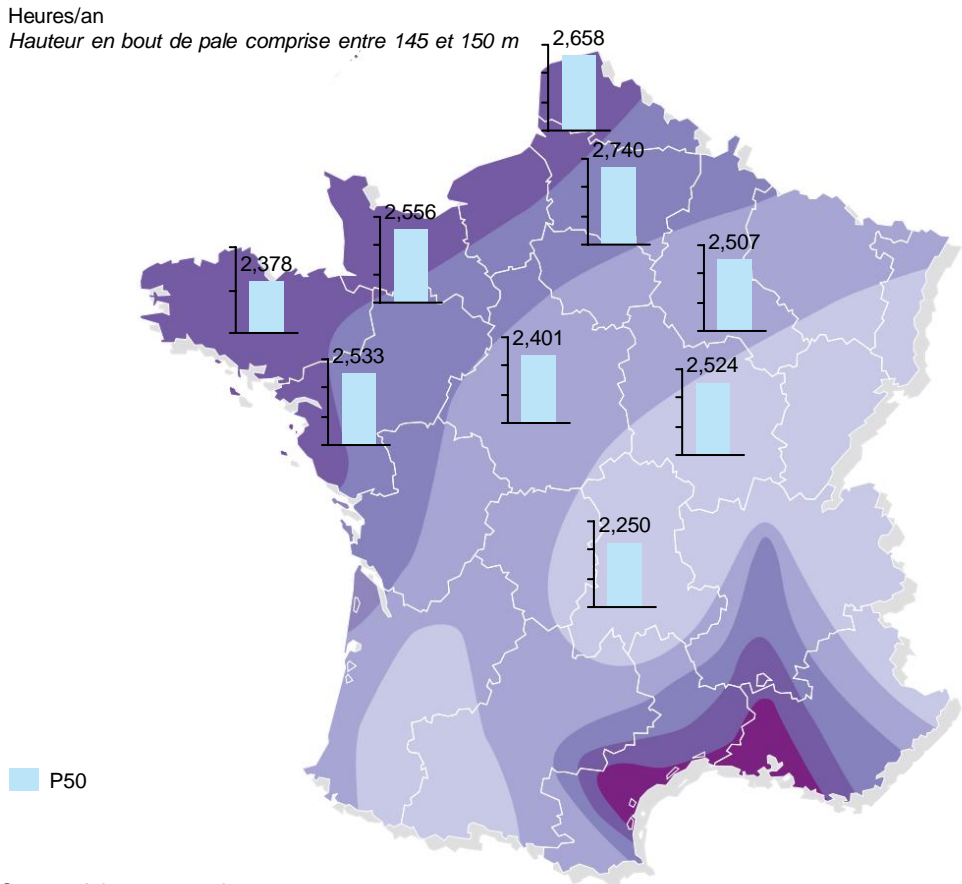
Vitesse du vent à 50 m au-dessus du sol en fonction de la topographie

	Bocage dense, bois, banlieue	Rase campagne, obstacles épars	Prairies plates, quelques buissons	Lacs, mer	Crêtes, collines**
ZONE 1	<3,5	<3,5	<5,0	<5,5	<7,0
ZONE 2	3,5 - 4,5	4,5 - 5,5	5,0 - 6,0	5,5 - 7,0	7,0 - 8,5
ZONE 3	4,5 - 5,0	5,5 - 6,5	6,0 - 7,0	7,0 - 8,0	8,5 - 10,0
ZONE 4	5,0 - 6,0	6,5 - 7,5	7,0 - 8,5	8,0 - 9,0	10,0 - 11,5
ZONE 5	>6,0	>7,5	>8,5	>9,0	>11,5

# ANALYSE GÉOGRAPHIQUE PAR FAMILLE TECHNOLOGIQUE 4/4

## Faible corrélation observée entre le productible et le gisement de vent

Distribution géographique du productible – 3<sup>ème</sup> famille technologique



Source: Ademe, novembre 2015

Commentaires

- L'influence du gisement de vent sur le productible est moins évidente pour cette famille technologique
- Ceci peut être expliqué par la possibilité, grâce à la technologie, d'aller capter dans des régions moins ventées, des productibles nécessaires

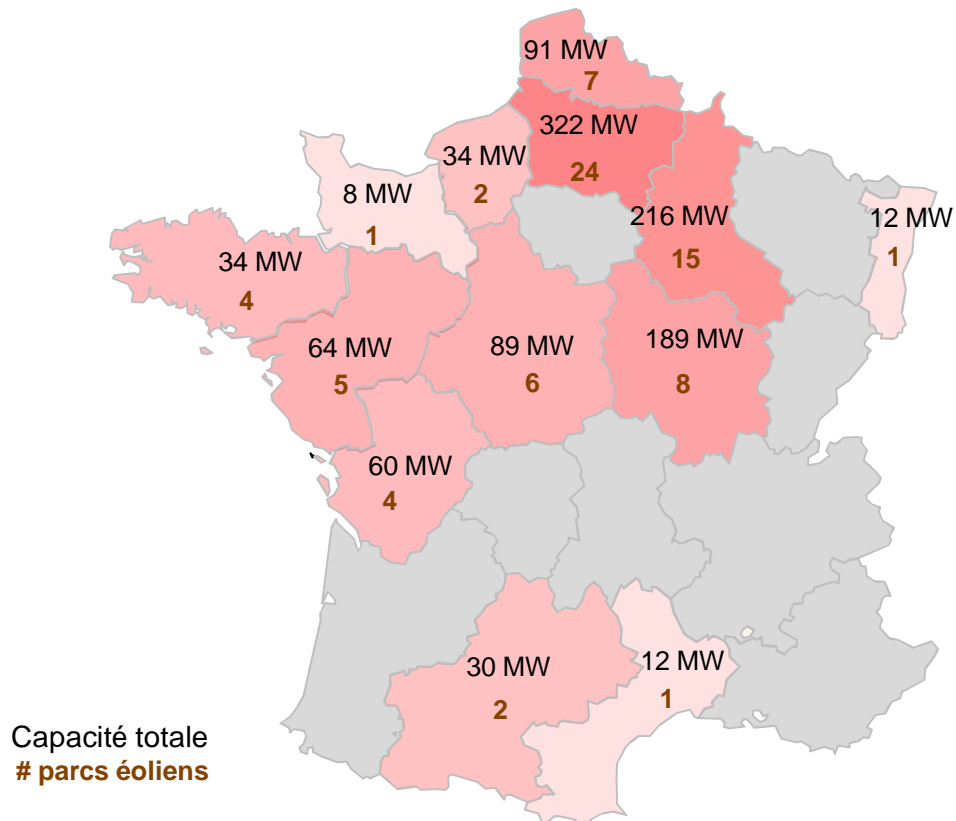
Vitesse du vent à 50 m au-dessus du sol en fonction de la topographie

	Bocage dense, bois, banlieue	Rase campagne, obstacles épars	Prairies plates, quelques buissons	Lacs, mer	Crêtes, collines**
ZONE 1	<3,5	<3,5	<5,0	<5,5	<7,0
ZONE 2	3,5 - 4,5	4,5 - 5,5	5,0 - 6,0	5,5 - 7,0	7,0 - 8,5
ZONE 3	4,5 - 5,0	5,5 - 6,5	6,0 - 7,0	7,0 - 8,0	8,5 - 10,0
ZONE 4	5,0 - 6,0	6,5 - 7,5	7,0 - 8,5	8,0 - 9,0	10,0 - 11,5
ZONE 5	>6,0	>7,5	>8,5	>9,0	>11,5

## ANALYSE TECHNOLOGIQUE PAR GÉOGRAPHIE 1/2

L'analyse technologique par géographie se concentre dans 3 régions représentant plus de 60% de la capacité : Picardie, Champagne-Ardenne et Bourgogne

### Répartition géographique de l'échantillon analysé



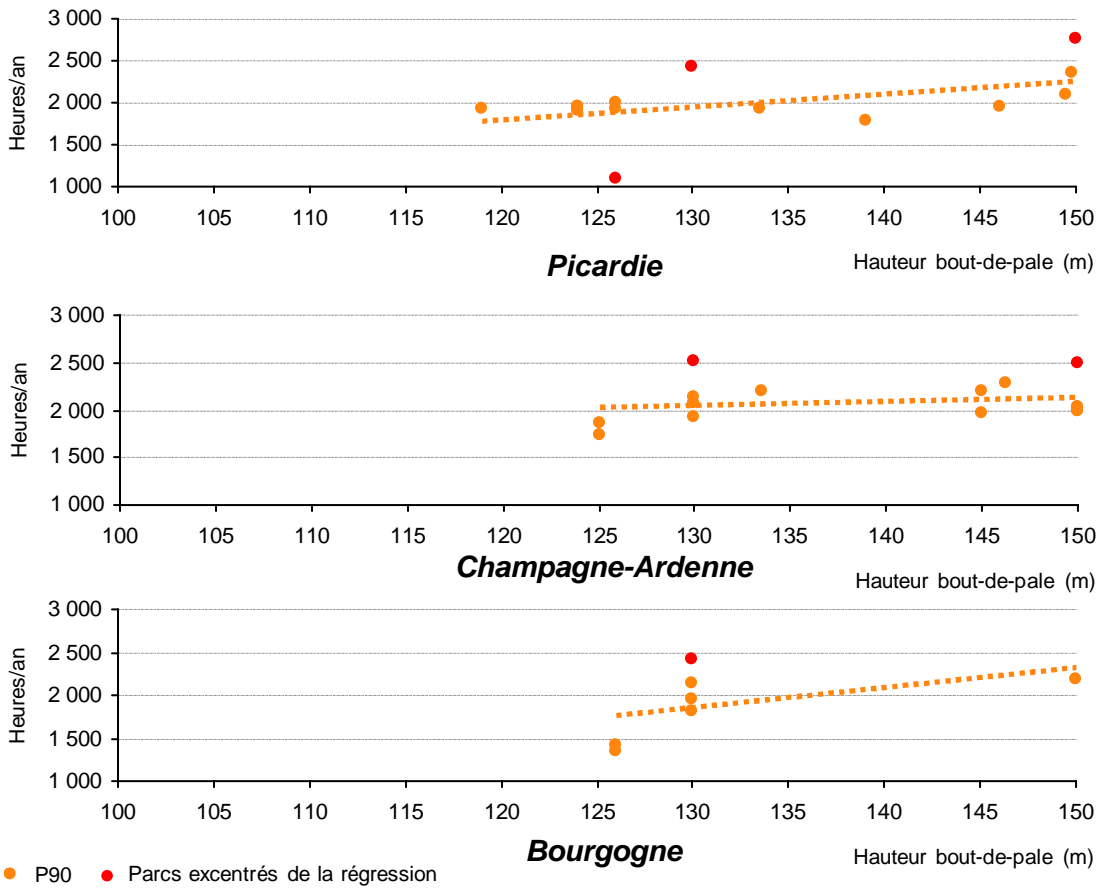
### Commentaires

- Parmi les 1190 MW de puissance analysée :
  - **Picardie** : 322 MW (27% des capacités, correspondant à 24 parcs éoliens)
  - **Champagne-Ardenne** : 216 MW (18% des capacités, correspondant à 15 parcs éoliens)
  - **Bourgogne** : 189 MW (16% des capacités, correspondant à 8 parcs éoliens)

# ANALYSE TECHNOLOGIQUE PAR GÉOGRAPHIE 2/2

A géographie fixée, l'influence technologique est vérifiée : augmenter la hauteur bout de pale\* de 25 m apporte 200 à 500 heures/an de productible supplémentaire

Variation du productible P90 en fonction de la hauteur bout-de-pale



Commentaires

- On observe une tendance à la hausse du productible en fonction de la hauteur bout-de-pale au sein des 3 régions analysées
- Augmenter la hauteur bout-de-pale de 25 mètres permet de gagner entre 200 et 500 heures de productible par an en fonction des cas de figure

---

# AGENDA

Description de l'échantillon

Analyse des CAPEX

Analyse des OPEX

Analyse du productible

➔ Analyse du financement

---

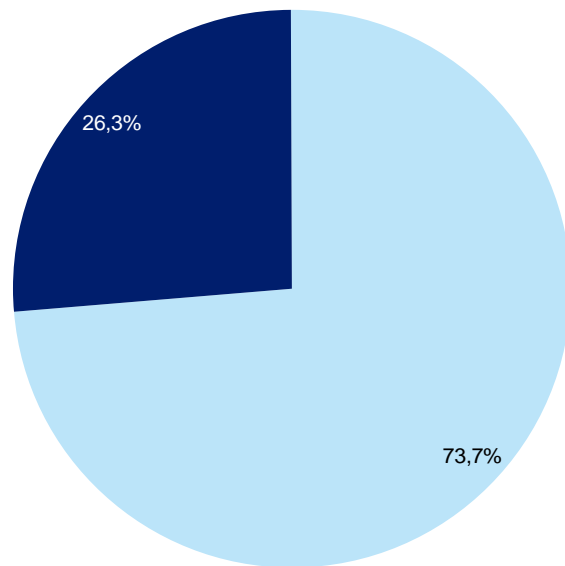
Résultats de LCOE

Benchmark européen

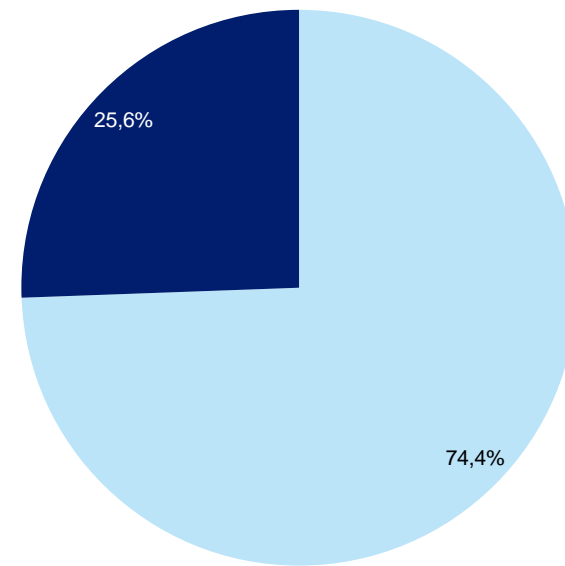
# ANALYSE DU FINANCEMENT : STRUCTURE CAPITALISTIQUE

Les parcs analysés sont financés à 74% par de la dette

Décomposition moyenne du financement des parcs de l'échantillon



Moyenne simple



Moyenne pondérée par la capacité

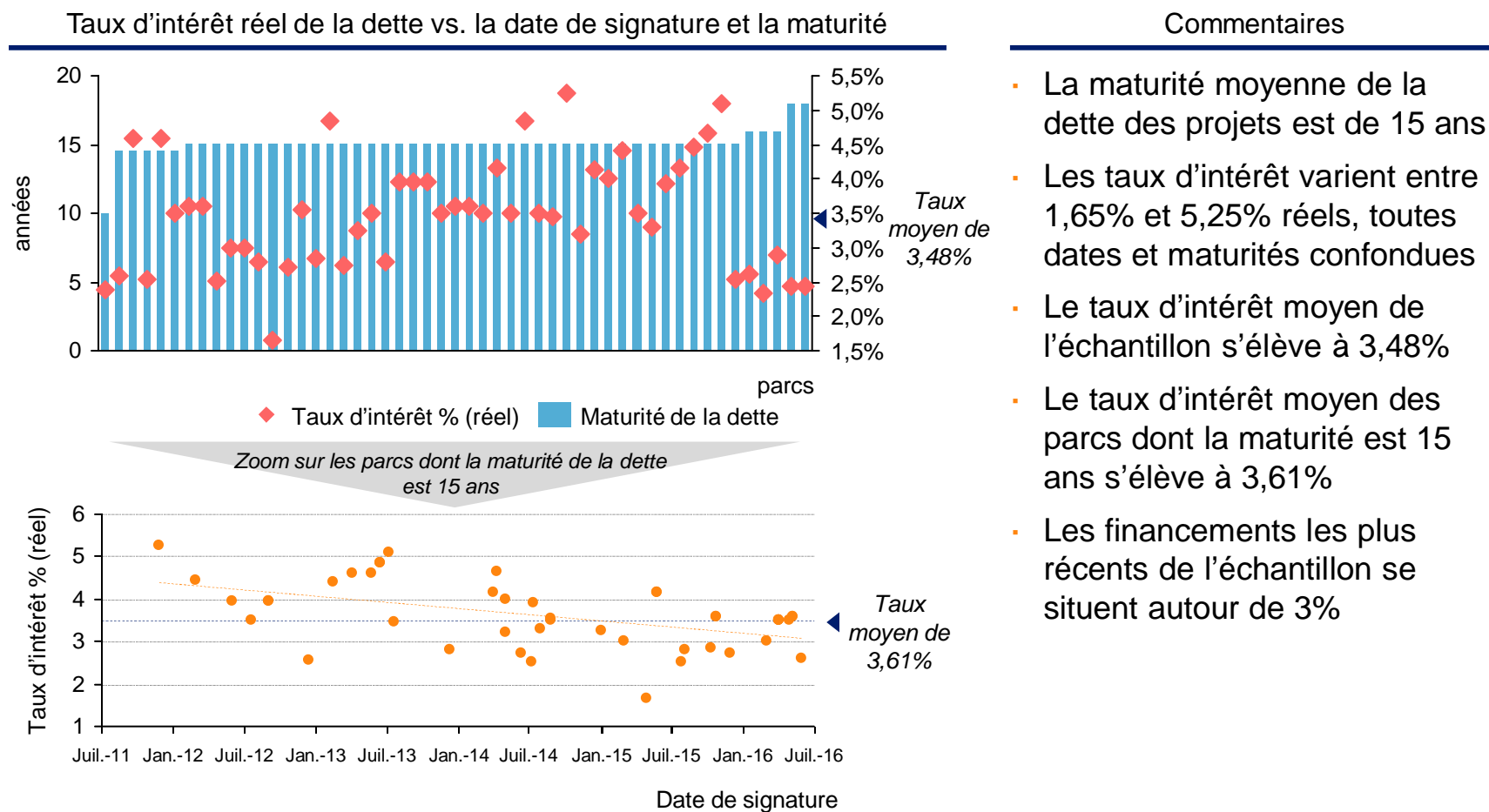
■ Dettes ■ Fonds propres

7 projets dont la structure n'a pas été fournie (représentant 9% de parcs, 12% des capacités) sont exclus de l'ensemble de l'analyse détaillée du financement



# ANALYSE DU FINANCEMENT : TAUX D'INTÉRÊT DE LA DETTE

Sur la période analysée, la dette des parcs a été contractée en moyenne à 3,61% réel sur 15 ans ; ce taux a baissé au cours des 4 dernières années



Les 7 parcs entièrement financés par des fonds propres et 8 parcs dont la date de signature du financement n'a pas été renseignée n'apparaissent pas ici

---

# AGENDA

Description de l'échantillon

Analyse des CAPEX

Analyse des OPEX

Analyse du productible

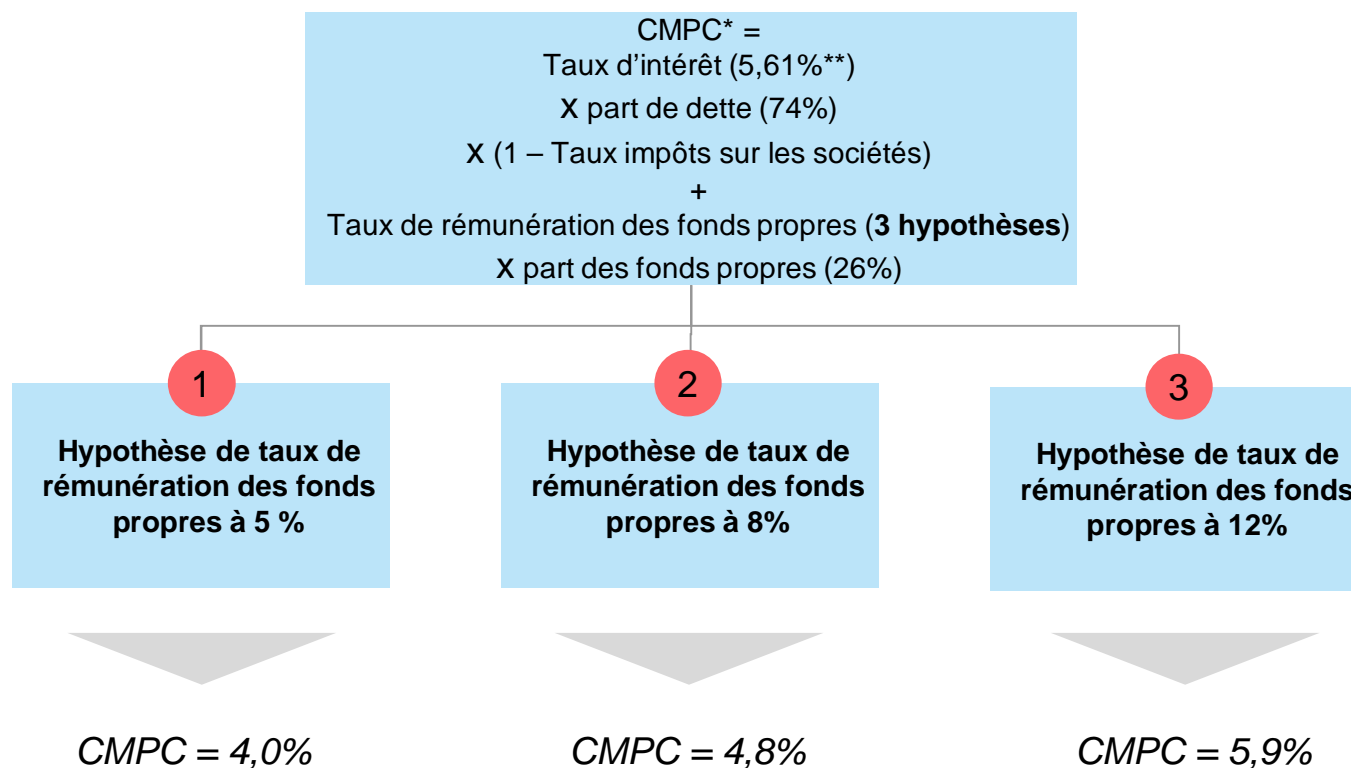
Analyse du financement

➔ Résultats de LCOE

Benchmark européen

## RÉSULTATS : LCOE - COÛT MOYEN PONDÉRÉ CAPITAL

En faisant l'hypothèse de taux de retour sur fonds propres entre 5% et 12%, le CMPC moyen de l'échantillon varie entre 4,0% et 5,9% nominal après impôts

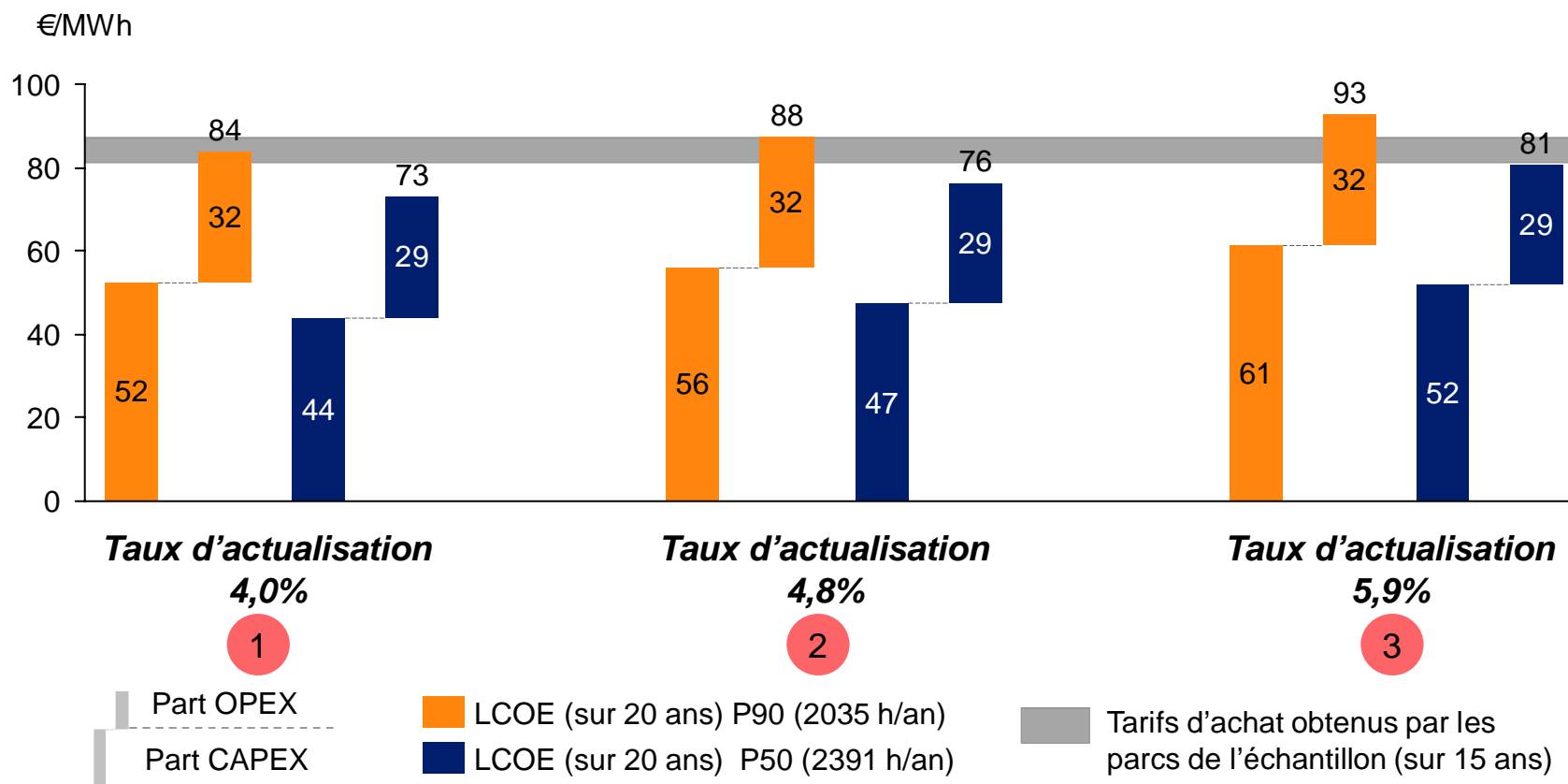


\* Coût moyen pondéré du capital nominal après impôts, \*\*taux nominal avec une hypothèse d'inflation long terme de 2% par an

# RÉSULTATS : LCOE PONDÉRÉ

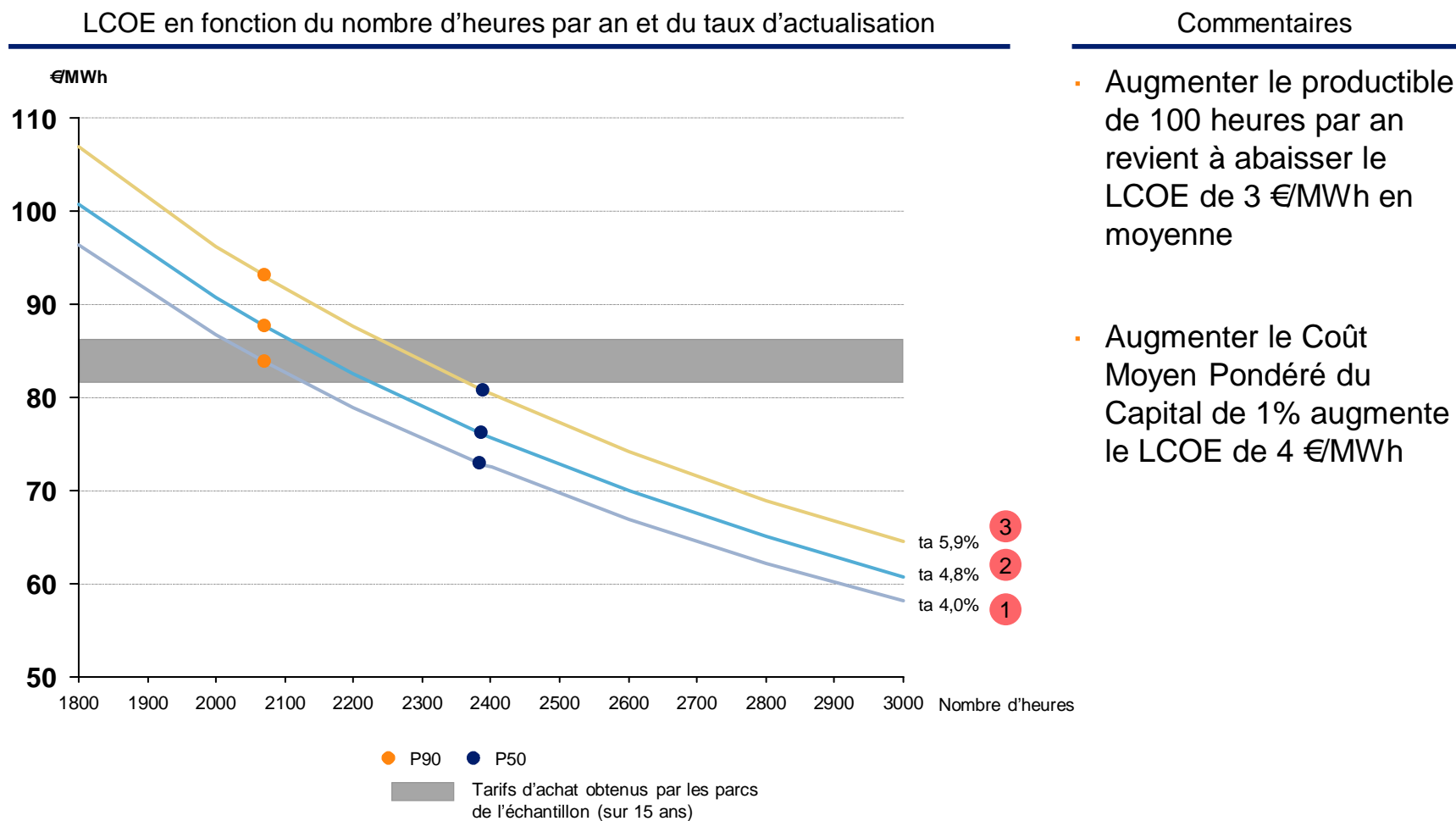
Pour des productibles en P50, le LCOE moyen par MWh sur 20 ans s'échelonne entre 73 € et 81 €, en fonction du taux d'actualisation retenu (4,0% - 5,9%)

LCOE pondéré par les capacités et la répartition entre CAPEX et OPEX



# RÉSULTATS : LCOE NORMALISÉS ET SENSIBILITÉS

Toutes choses égales par ailleurs, le niveau de LCOE est fortement dépendant du nombre d'heures de fonctionnement ainsi que du taux d'actualisation appliqué



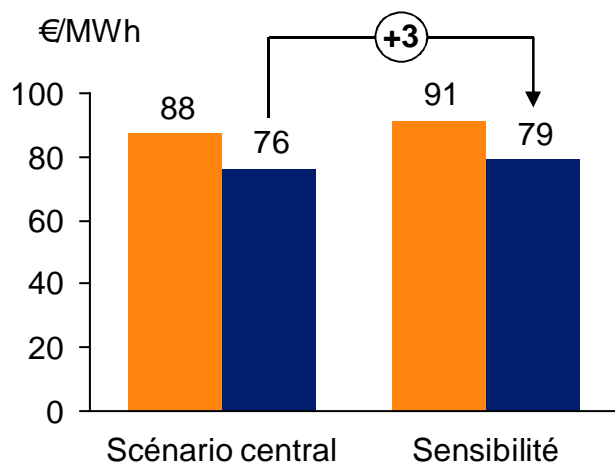
# RÉSULTATS : LCOE NORMALISÉS ET SENSIBILITÉS

Le LCOE augmente de 3 €/MWh pour une hausse de 10% du coût des turbines et de 2 €/MWh pour une hausse de 1% des taux d'intérêt de la dette

## Sensibilité 1 : hausse du coût des turbines (+10%)

Les cours des matières premières (notamment l'acier pour les turbines) sont actuellement bas.

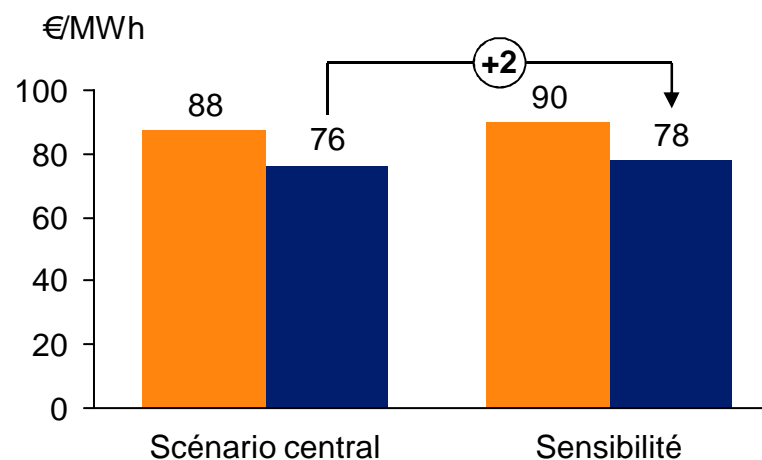
Une augmentation de 10% du coût des turbines aurait un impact de 3 €/MWh de LCOE



## Sensibilité 2 : hausse des taux d'intérêt (+1%)

Les taux d'intérêt de la dette sont actuellement bas.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt aurait un impact de 2 €/MWh de LCOE



■ LCOE P90 (2035 h/an)  
■ LCOE P50 (2391 h/an)

(1) Avec un taux d'intérêt de la dette plus élevé de 1%, à structure capitalistique constante, le taux d'actualisation passe de 4,8% à 5,3%

---

# AGENDA

Description de l'échantillon

Analyse des CAPEX

Analyse des OPEX

Analyse du productible

Analyse du financement

Résultats de LCOE

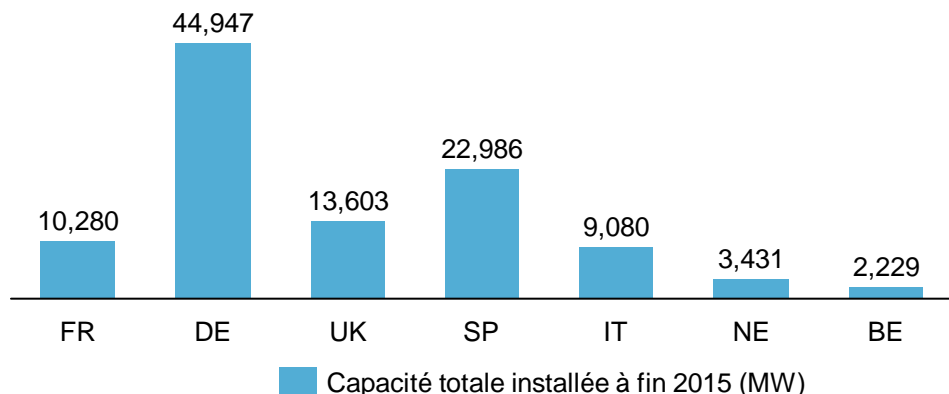
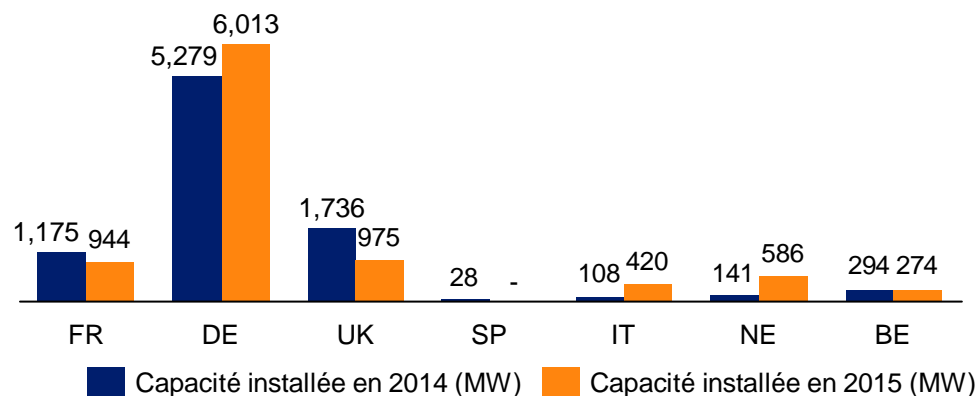
➔ Benchmark européen

---

# L'ÉOLIEN EN EUROPE

L'Allemagne a développé fortement le secteur éolien ces dernières années et se positionne en leader européen

Capacité <sup>(1)</sup> éolienne installée dans certains pays en Europe



## Commentaires

- Les pays analysés sont:
  - FR : France
  - DE : Allemagne
  - UK : Royaume-Uni
  - SP : Espagne
  - IT : Italie
  - NE : Pays-Bas
  - BE : Belgique
- L'Allemagne a installé près de 6 fois plus de capacité éolienne sur son territoire que la France en 2015
- L'Espagne, bien que 2<sup>e</sup> producteur éolien en Europe, a sensiblement freiné le développement du secteur, voire arrêté en 2015. Ceci est en partie dû à un nouveau mécanisme de support moins favorable depuis 2013

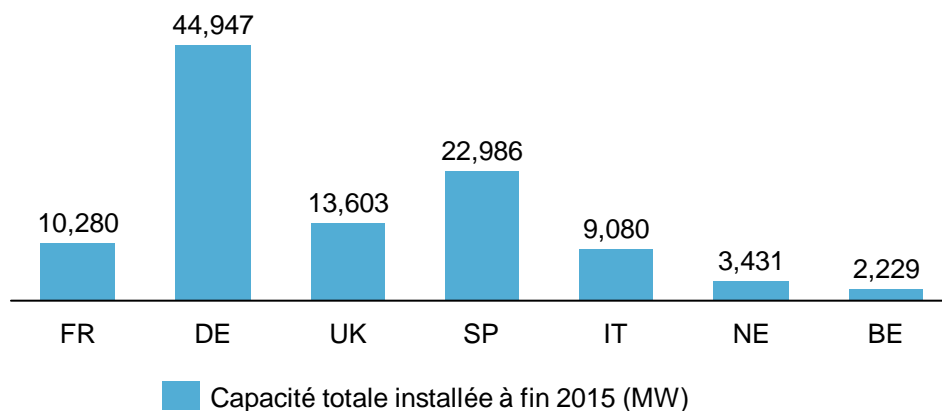
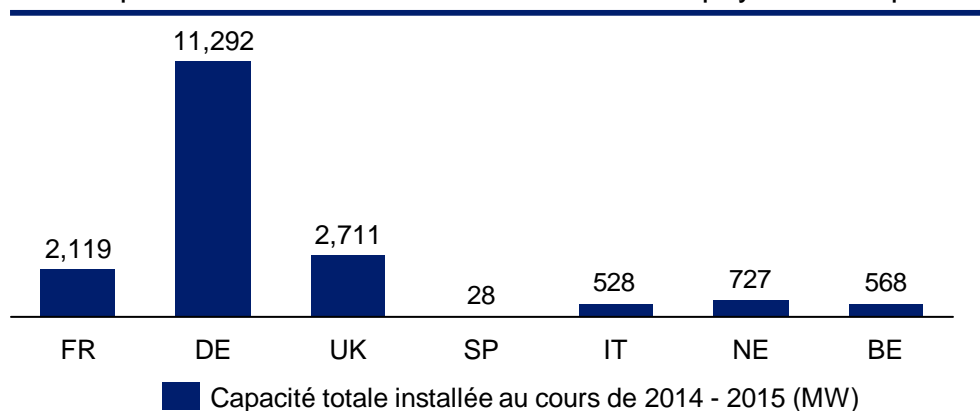
Sources : Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer, *Wind in power 2014*, EWEA, Fev 2015 ; *Global wind report 2015*, GWEC, Av 2016 ; *Renewable energy report*, Politecnico di Milano, 2016  
 (1) Onshore et offshore cumulés



# L'ÉOLIEN EN EUROPE

L'Allemagne a développé fortement le secteur éolien ces dernières années et se positionne en leader européen

Capacité <sup>(1)</sup> éolienne installée dans certains pays en Europe



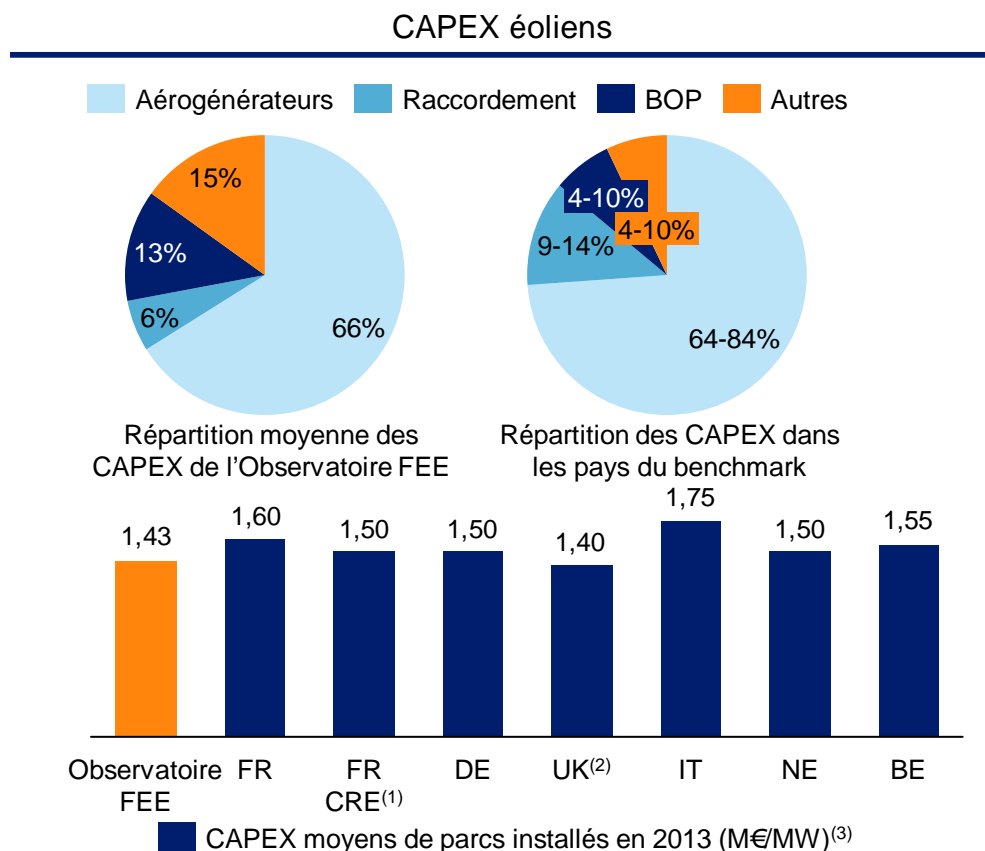
Sources : Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer, *Wind in power 2014*, EWEA, Fev 2015 ; *Global wind report 2015*, GWEC, Av 2016 ; *Renewable energy report*, Politecnico di Milano, 2016  
(1) Onshore et offshore cumulés

## Commentaires

- Les pays analysés sont:
  - FR : France
  - DE : Allemagne
  - UK : Royaume-Uni
  - SP : Espagne
  - IT : Italie
  - NE : Pays-Bas
  - BE : Belgique
- L'Allemagne a installé près de 6 fois plus de capacité éolienne sur son territoire que la France en 2015
- L'Espagne, bien que 2<sup>e</sup> producteur éolien en Europe, a sensiblement freiné le développement du secteur, voire arrêté en 2015. Ceci est en parti dû à un nouveau mécanisme de support moins favorable depuis 2013

# CAPEX

En moyenne, l'Observatoire montre des CAPEX moyens en ligne avec d'autres pays européens



### Commentaires

- Avec 71% des CAPEX, la part des coûts liés aux aérogénérateurs de l'Observatoire se situe dans la moyenne des pays du benchmark
- La moyenne des CAPEX de l'Observatoire est 1,43 €/MW qui se situe dans la moyenne des pays européens

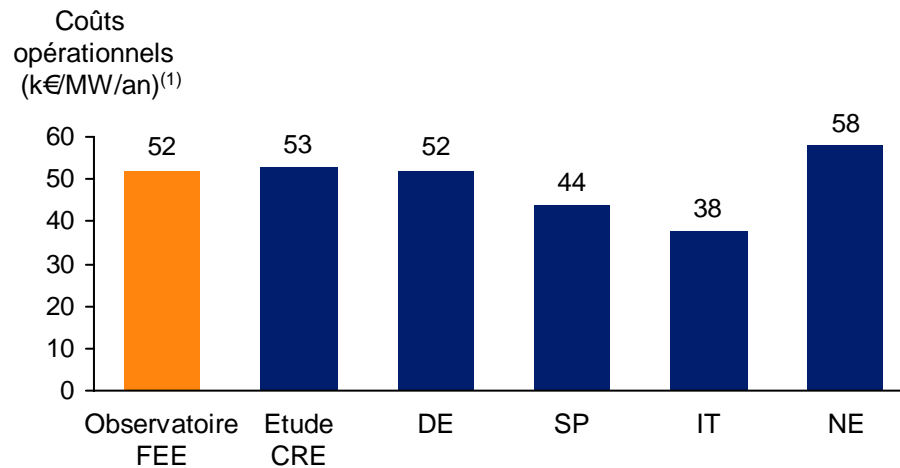
Sources : *Renewable Power Generation Costs in 2014*, IRENA, Jan 2015 ; *Coûts de rentabilité des ENR*, CRE, 2014 ; *Renewable energy report*, Politecnico di Milano, 2016 ; EDORA

(1) Etude CRE sur les parcs installés en 2012 ; (2) Parcs installés en 2012-2013 ; (3) Taux de conversion moyen €/US\$ sur 2012-2013 : 1,3

# OPEX

Les postes de coûts opérationnels diffèrent selon les pays, souvent évalués avec une grande incertitude ; la maintenance reste la principale dépense des exploitants

## OPEX en Europe



## Commentaires

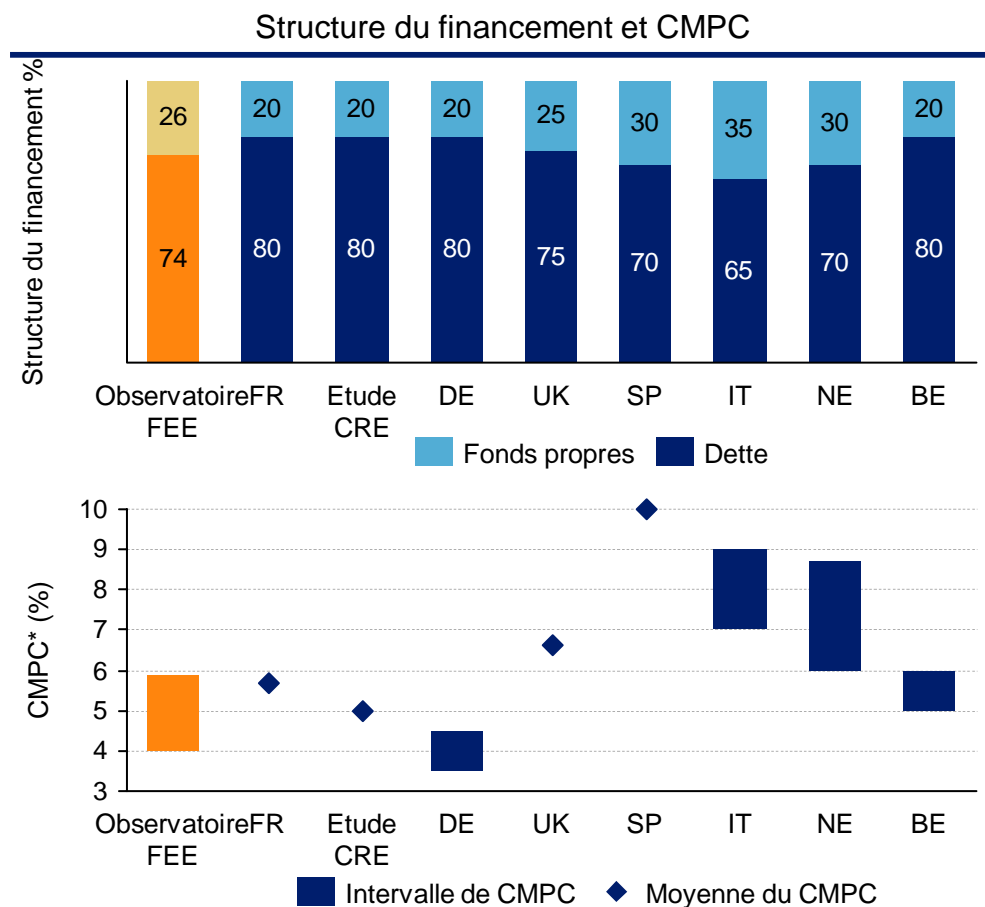
- Les données sur les coûts d'opération et de maintenance sont difficilement disponibles
- Les OPEX moyens de l'échantillon de l'Observatoire se situent dans la moyenne des OPEX européens

Sources : *Renewable Power Generation Costs in 2014*, IRENA, Jan 2015 ; *Coûts de rentabilité des ENR*, CRE, 2014

(1) Données de 2011, calculées sur une moyenne de fonctionnement de 2000 h/an pour SP et NE. Taux de conversion moyen €/US\$ : 1,3

# COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL (CMPC)

Le CMPC varie entre 3,5% (Allemagne) et 10% (Espagne) dans les pays analysés, et reflète le niveau de risque lié au pays et au régime de soutien aux renouvelables



## Commentaires

- La répartition entre fonds propres et dette est quasiment uniforme, les fonds propres représentant 20-35% des CAPEX et la dette 65-80%
- L'échantillon de l'Observatoire est légèrement moins endetté que celui de l'analyse de la CRE
- Les CMPC pratiqués en Europe sont variés et reflètent le niveau de risque des investisseurs qui dépend du régime de soutien au renouvelable
- Le CMPC de l'Observatoire est proche de celui de l'étude Diacore
- L'Allemagne bénéficie d'un CMPC plus faible que la France

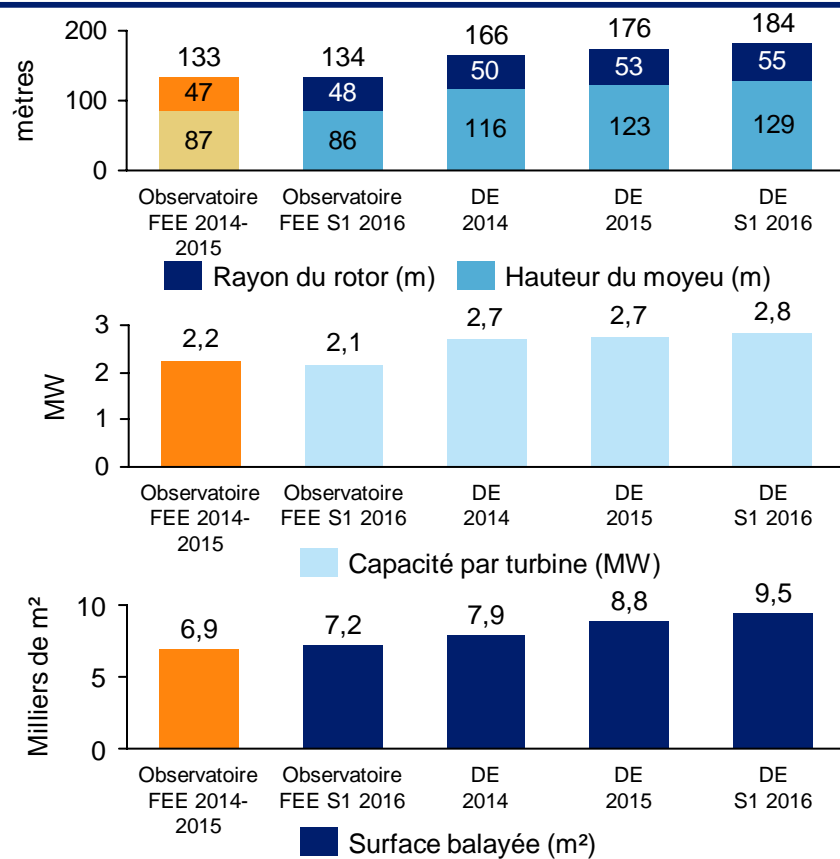
Source : Diacore, 2015 ; Coûts de rentabilité des ENR, CRE, 2014

\*: CMPC nominal après taxe

# TECHNOLOGIE : FOCUS SUR L'ALLEMAGNE

L'analyse comparée de l'échantillon avec les capacités récemment installées en Allemagne montre un retard technologique important de la France

Caractéristiques moyennes en fonction de la date d'installation



Commentaires

- L'Allemagne possède des éoliennes en moyenne 30 à 50 m plus grandes que celles de l'échantillon de l'Observatoire, avec des capacités moyenne de 2,8 MW (2,2 MW en moyenne pour l'échantillon de l'Observatoire)
- La hauteur bout de aîle des éoliennes en Allemagne augmente constamment (+18 m en 2 ans), là où en France, l'Observatoire démontre une stagnation autour de 134 m
- La surface balayée par les pales des éoliennes en Allemagne dépasse en moyenne de 1000m² à 2500m² celles de l'échantillon de l'Observatoire

Sources : Status of land-based wind energy development in Germany, Deutsche Wind Guard, 2015, 2016



*Consulting. Engineering. Projects. Operations.*

[www.poyry.com](http://www.poyry.com)

