

# Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe

*10 février 2022*



# Agenda

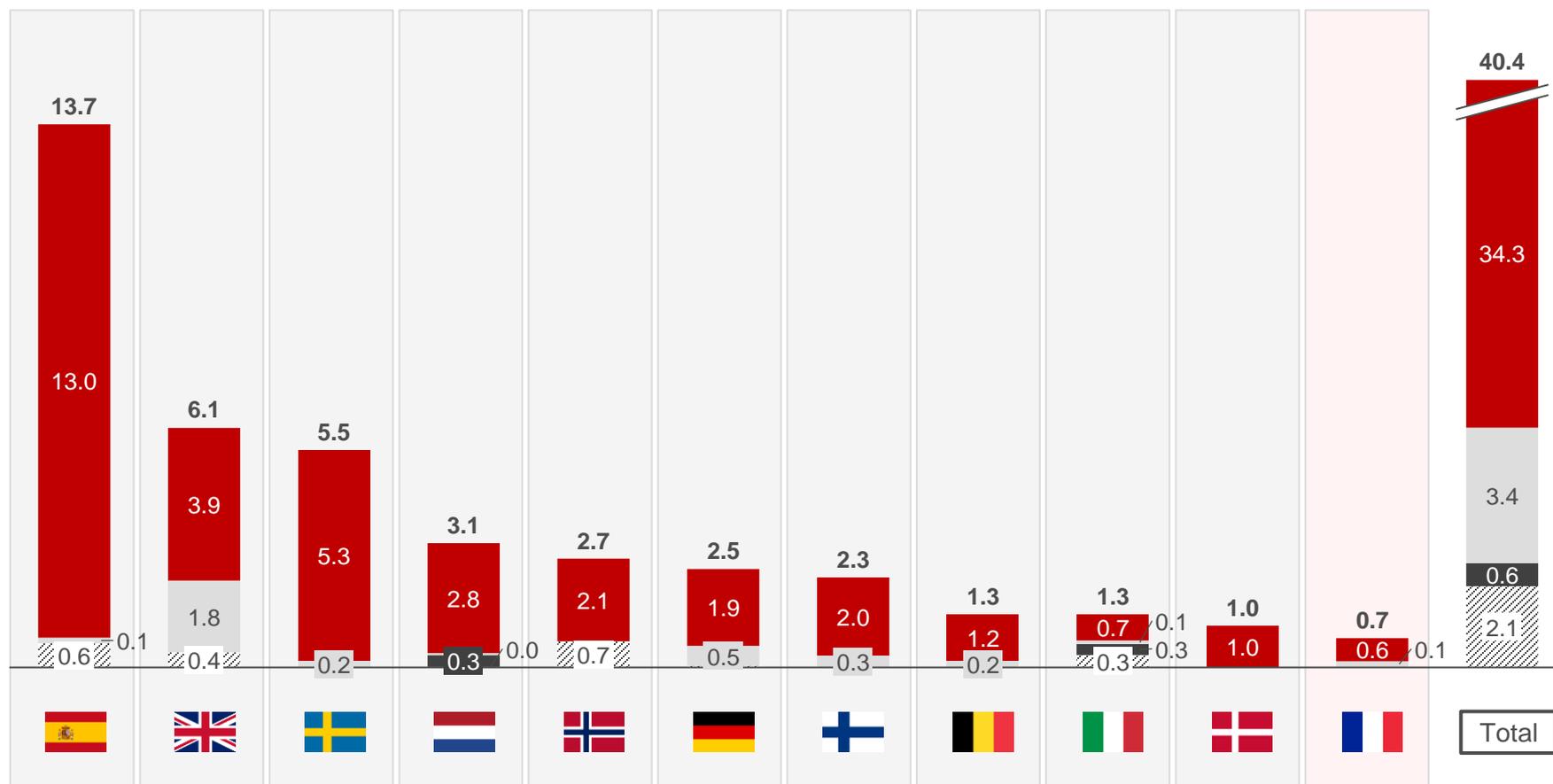
---

- 1** | Conclusions de l'étude
- 2** | Panorama des 11 pays du panel
- 3** | Analyse détaillée par pays
  - Espagne
  - Royaume-Uni
  - Norvège et Suède
  - Pays-Bas
  - Allemagne
  - Finlande
  - Belgique
  - Italie
  - Danemark
  - France
- 4** | Annexes

# À fin septembre 2021, de l'ordre de 40GW de PPA ont été signés sur le panel de pays de l'étude, dont 34 en *greenfield*, avec une forte hétérogénéité entre les pays

CAPACITÉS CONTRACTÉES SOUS PPA PAR TYPE DE PROJET  
Septembre 2021, [GW]

■ Greenfield ■ Brownfield ■ Repowering ▨ Non précisé



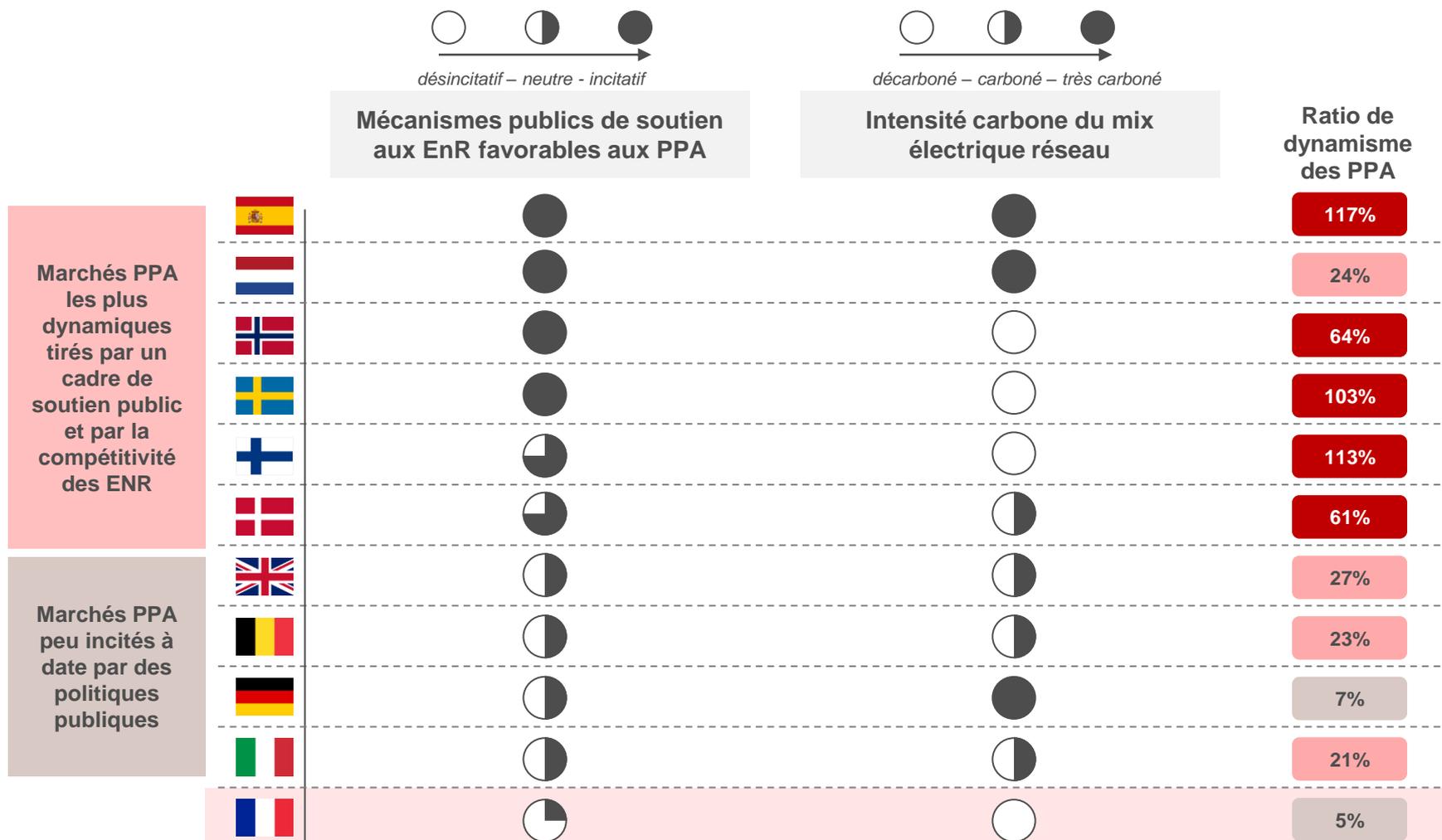
1) Les PPA signés en 2021 ne sont comptabilisés que jusqu'en septembre 2021

# Le dynamisme des PPA dans les différents pays européens peut s'expliquer a priori par plusieurs paramètres fondamentaux stimulant l'offre et/ou la demande

<p><b>Mécanismes publics de soutien aux EnR favorables aux PPA</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <u>Soutien direct</u> :               <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fiscalité avantageuse au développement des PPA (ex. USA)</li> <li>▪ Obligation de détenir une part de PPA (ex. Espagne)</li> <li>▪ Fonds de garantie (ex. Espagne et Norvège)</li> </ul> </li> <li>▪ <u>Soutien indirect</u> : Mécanismes de soutien public (type CfD), conçus de façon à être favorables à une combinaison avec des PPA, notamment dans le cas où ces mécanismes de soutien maintiennent une part de risque pour le développeur (ex. Pays-Bas)</li> </ul>	<p>Stimule l'offre</p>		
<p><b>Compétitivité des ENR<sup>1)</sup></b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Toutes choses égales par ailleurs, les PPA se développent dans les pays où le LCOE des ENR est inférieur ou proche du prix spot de l'électricité (ex. Espagne)...</li> <li>▪ ... ou lorsqu'un consensus s'établit sur le fait que les prix de marché vont augmenter (ex. Nordics avec le développement des interconnexions)</li> </ul>			<p>Stimule la demande</p>
<p><b>Intensité carbone du mix électrique réseau</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La valeur des PPA est d'autant plus importante pour certains off-takers engagés dans la décarbonation que le mix électrique local est carboné (ex. Pays-Bas)</li> </ul>			
<p><b>Présence d'off-takers au profil approprié</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La présence d'off-takers ayant une bonne qualité de signature, et engagés dans des démarches de décarbonation – type RE100, est un élément de dynamisation de la demande en PPA, notamment à l'amorçage du marché (ex. Nordics avec les GAFAM).</li> </ul> <p><i>Ce critère est toutefois peu discriminant pour les pays du panel</i></p>			

1) Avec le développement de la production intermittente, le débat devrait se déplacer à court-moyen terme sur les perspectives d'évolution des *captured prices* par filière de production avec un risque perçu de baisse de ces prix en cas de corrélation forte des périodes de production

# Le critère ayant le plus d'impact sur la dynamique des PPA est l'existence de mécanismes de soutien public favorables aux PPA



*En pratique le critère "présence d'offtakers avec une bonne qualité de signature" est peu discriminant entre les pays*

# Les pays analysés se rangent dans cinq catégories selon la façon dont les politiques de soutien aux ENR cherchent à favoriser le développement des PPA en complément des mécanismes publics

Catégories	Détails	Pays concernés
<b>1</b> Mécanismes de soutien explicite au développement des PPA en complément des instruments de type AO	<i>Politique de développement des ENR reposant sur la complémentarité des mécanismes d'AO et des mécanismes de soutien direct aux PPA</i>	
<b>2</b> Développement de PPA couplés à des mécanismes de soutien public (AO / Certificats verts) - sans intention explicite de l'Etat de les développer	<i>Mécanismes de soutien aux ENR maintenant une exposition des développeurs au risque de marché qui peut être couverte par un PPA</i>	
<b>3</b> Réduction / faiblesse des mécanismes de soutien, forçant les acteurs à se tourner vers les PPA ou le merchant pour développer des projets ENR	<i>Réduction / faiblesse de l'intérêt ou arrêt des mécanismes de soutien public, sans intention de stimuler les PPA</i>	 2017-2020
<b>4</b> Mécanismes de soutien aux EnR en cours de réflexion / amendement pour stimuler les PPA	<i>Intention affichée et/ou réflexions en cours des pouvoirs publics pour concevoir des politiques de développement ENR articulant AO publics et PPA</i>	 2020-2021
<b>5</b> Politiques publiques de soutien aux EnR ne stimulant pas le développement des PPA	<i>Les PPA se développent plus ou moins en parallèle des mécanismes de soutien, selon les caractéristiques du marché</i>	 Fin 2021

# Plusieurs facteurs facilitant / incitant au développement des PPA ont été répertoriés dans notre étude

	FACTEUR	PAYS CONCERNÉS
Accélère / réduit les barrières à l'adoption des PPA par le marché	Fonds de garantie du risque de contrepartie pour les développeurs	 
	Obligation de sourcing via green PPA pour les gros consommateurs	
	Plateforme de mise en relation entre offre et demande	
Favorise le cumul PPA et soutien public	Possibilité de cumuler le mécanismes de soutien publics (AO ou GC) et un PPA	       
Réduit l'intérêt du mécanisme de soutien public pour le développeur	Mécanismes de soutien entraînant une exposition au prix de marché	  
	Absence ou limitation en volume des mécanismes de soutien public	  <sup>1)</sup>  <sup>2)</sup>
	Plafonnement du montant de soutien public (€/MWh)	 <sup>3) 4)</sup>
	Mécanismes de soutien public limités dans le temps <sup>5)</sup>	   
Réduit le coût des PPA	Instrument de financement bonifiés par une agence étatique	Réfaction plus importante pour les assets développés en PPA
	Exonération de taxes pour le développeur ou l'offtaker	Exonération fiscale pour les investisseurs

**Légende** Mécanisme rencontré pendant l'étude    Mécanisme non rencontré pendant l'étude

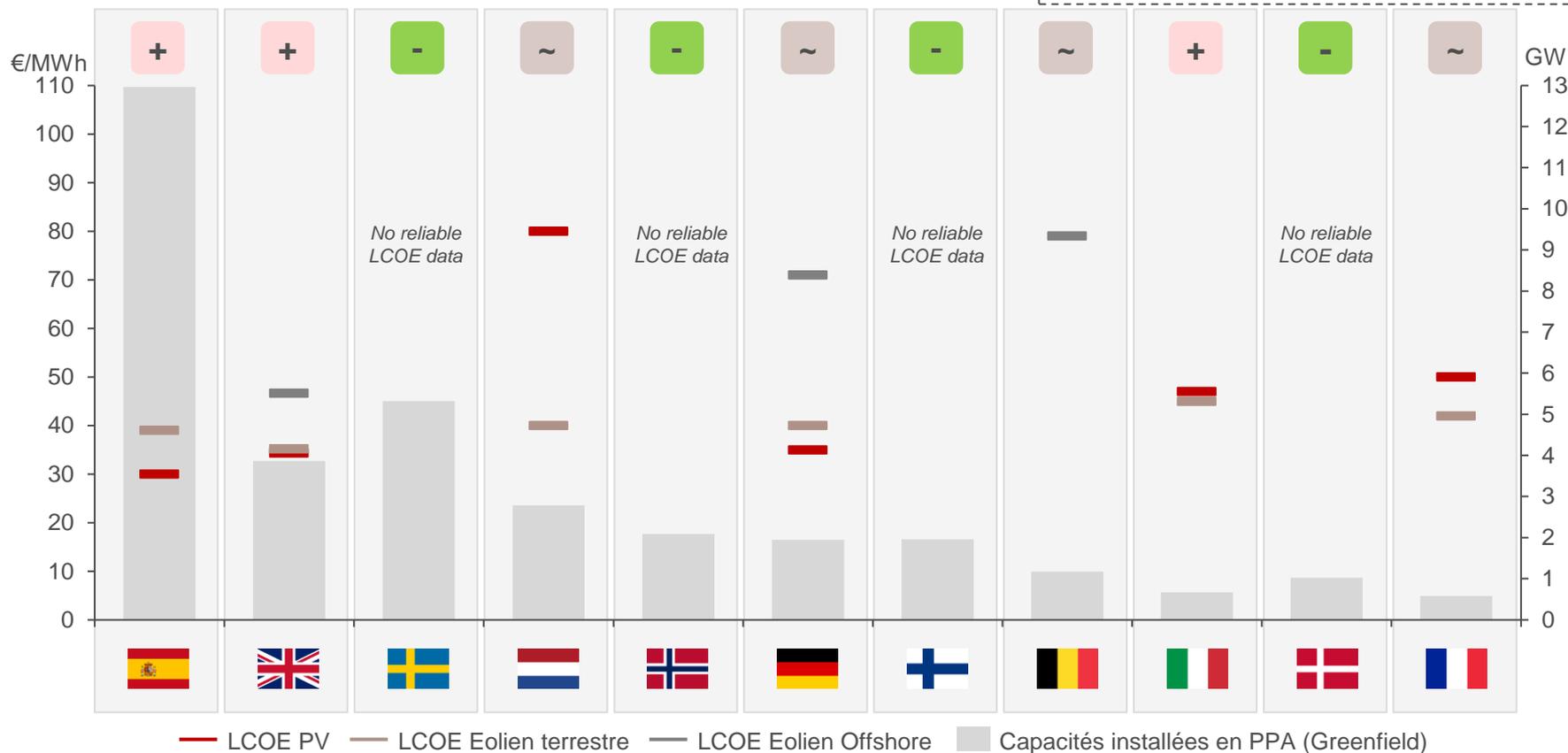
1) Arrêt momentané ou définitif des AO 2) Bannissement d'une technologie des AO 3) Baisse imposée par l'état des tarifs 4) Limite collective de subvention sur la durée de vie pour tous les gagnants d'un AO 5) 10 à 15ans de soutien vs 20 en France 6) Possiblement en retirant la valeur de la GO au montant de l'aide)  
 Source : Analyse E-CUBE Strategy Consultants

# La compétitivité des ENR est un facteur explicatif de la dynamique de développement des PPA pour certains pays

LCOE PAR TECHNOLOGIE ET CAPACITÉS INSTALLÉES EN EUROPE  
[€/MWh – GW Greenfield – 2020]

Prix de l'électricité<sup>1)</sup> vs. moyenne européenne

- ~ proche
- + supérieur
- inférieur

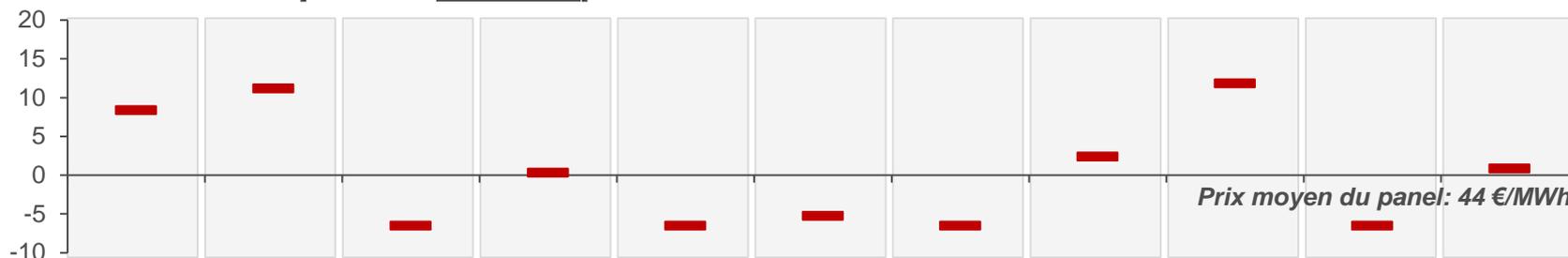


1) Vision historique : Prix spot journalier moyen 2018

Source : IEA, RTE, Recherche presse, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

# Hors Nordics les prix de l'électricité s'homogénéisent entre la moyenne 2017-2019 et le Cal2022

**VISION HISTORIQUE : 2017-2019 - ÉCART À LA MOYENNE DU PANEL DU PRIX DAY AHEAD MOYEN ANNUEL SUR 3 ANNÉES PAR PAYS [€/MWh – 2017-2019]**



**VISION FUTURE - ÉCART À LA MOYENNE DU PANEL DU PRIX DES CAL 2022 PAR PAYS MOYENNÉ ENTRE LE 11 OCTOBRE ET LE 25 NOVEMBRE 2021 [€/MWh – Cal 2022]**



Plusieurs types d'offtakers avec des maturités vis-à-vis des prix de l'énergie peuvent être identifiés:

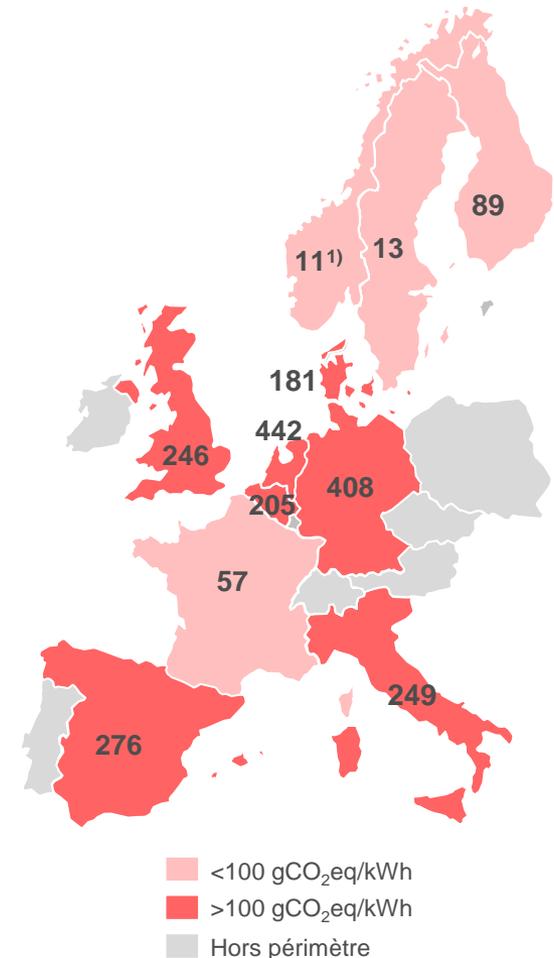
- Certains offtakers matures ont leurs propres courbes de prévision des prix de l'énergie et vont les utiliser pour évaluer l'intérêt moyen et long terme de signer un PPA.
- D'autres vont plus regarder le niveau de prix instantané de l'électricité et évaluer si le PPA est dans la monnaie, en acceptant ou non de payer un premium en vue d'atteindre leurs objectifs de décarbonation.

# Hors France, Norvège, Suède et Finlande, la forte intensité carbone du mix électrique des pays étudiés fournit aux offtakers un intérêt supplémentaire à la signature de PPA

EMISSION MOYENNE DES MIX ÉLECTRIQUES EUROPÉENS  
[2019, gCO<sub>2</sub>eq/kWh]

- Le Danemark, la Belgique, le Royaume-Uni, l'Italie, l'Espagne, l'Allemagne et les Pays-Bas présentent des mix électriques avec une forte intensité carbone (>180gCO<sub>2</sub>eq/kWh) pouvant stimuler la demande de PPA auprès des offtakers souhaitant diminuer significativement leurs émissions.

- La France et les pays nordiques (Norvège, Suède et Finlande) présentent des mix électriques peu carbonés. La décarbonation seule n'est pas un facteur stimulant la demande en PPA dans ces pays.



# Agenda

---

**1** | Conclusions de l'étude

**2** | **Panorama des 11 pays du panel**

**3** | Analyse détaillée par pays

Espagne

Royaume-Uni

Norvège et Suède

Pays-Bas

Allemagne

Finlande

Belgique

Italie

Danemark

France

**4** | Annexes

# Le ratio de signature de PPA et des capacités EnR installées fait ressortir différentes dynamiques en Europe; les pays nordiques ainsi que l'Espagne apparaissent comme les marchés matures

PART DU DÉVELOPPEMENT DE CAPACITÉS PV ET ÉOLIEN SOUS LE MODÈLE PPA  
[2015-2020, en % des capacités totales installées]

$$\text{Ratio}^1) = \frac{\text{Capacité des PPA (éolien+PV) signés Greenfield (et Repowering)}^2}{\text{Capacité du parc éolien+PV mise en service sur la période (sur la période janvier 2015- décembre 2020)}}$$



Ce ratio compare des capacités PPA signées à des capacités EnR installées



- Les pays nordiques ont connu un développement précoce des PPA et cumulent aujourd'hui ~11GW de capacités signées en PPA, majoritairement en éolien terrestre.



- L'Espagne est le marché PPA le plus dynamique (~13GW)



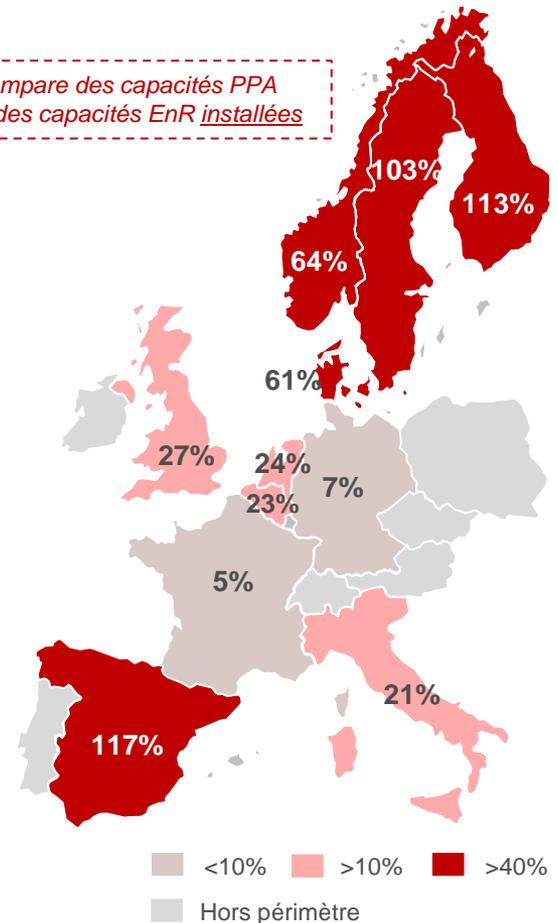
- Suivant des dynamiques différentes, les Pays-Bas, la Belgique, le Royaume Unis et l'Italie affiche un développement récent et relativement dynamique des PPA, comparativement au développement EnR dans ces pays.



- L'Allemagne est un marché PPA récent et dynamique, néanmoins les capacités PPA signées (~2,2GW) représentent <10% des développements de nouvelles capacités EnR sur la période.



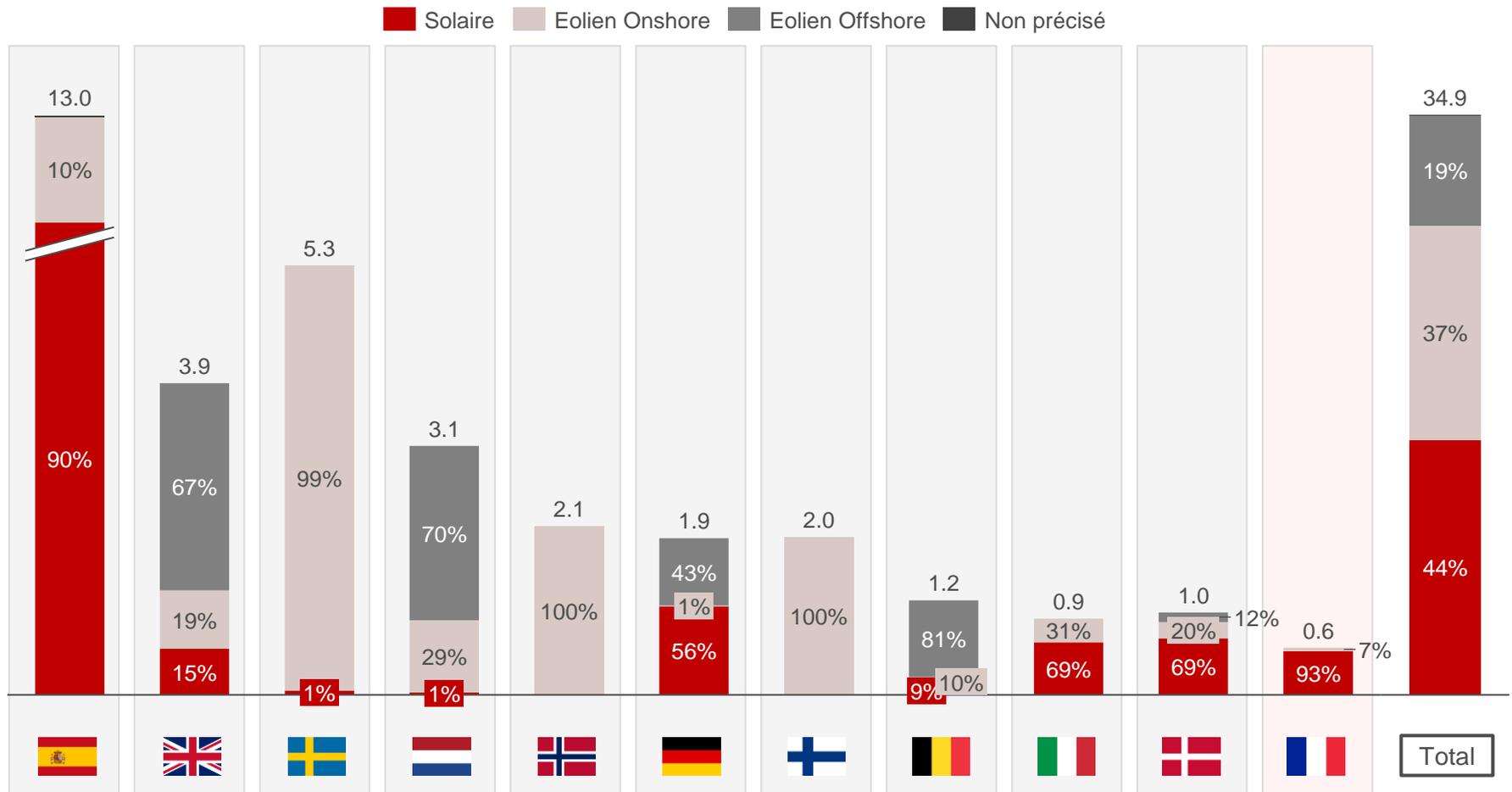
- La France apparait comme un marché PPA récent et moins dynamique que ses voisins, les quelques 500MW de capacités PPA signées représentent <10% des nouvelles capacités installées sur la période.



1) Les contrats PPA signés sont décorrélés du parc installé la même année : il n'est donc pas anormal que ce ratio puisse être supérieur à 100%. 2) Cette mesure comprend les PPA signés avec des entreprises et des utilities. Un risque de double comptage existe sur certains pays (hors Belgique et Pays-Bas)

# Les volumes signés en PPA sont souvent dominés par une technologie au sein de chaque pays (solaire en Espagne et Allemagne ; offshore au UK, Pays-Bas et Belgique)

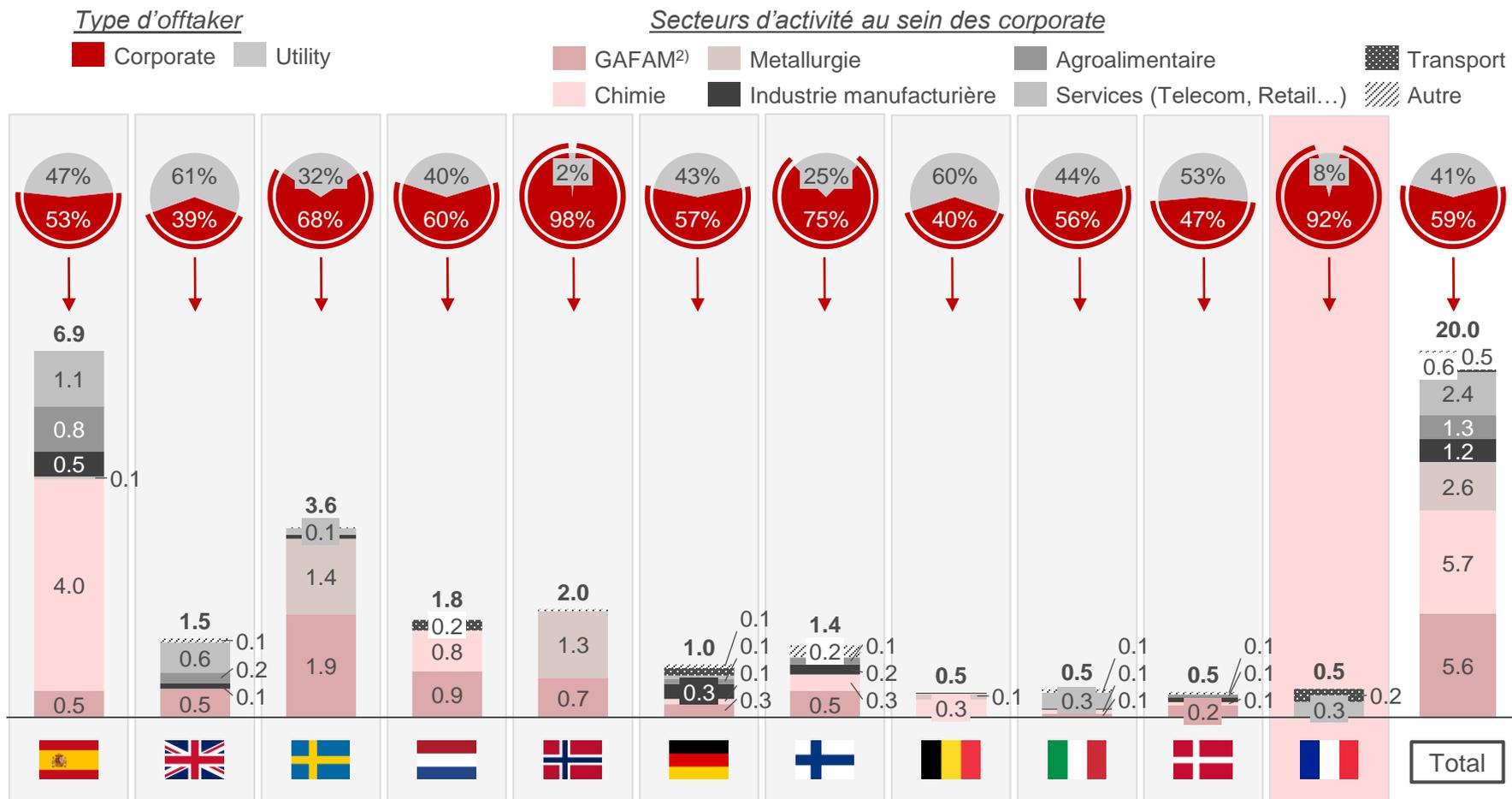
CAPACITÉS CONTRACTÉES SOUS PPA PAR TECHNOLOGIE  
 GREENFIELD<sup>1)</sup>, [% , GW]



1) Repowering inclus 2) Les PPA signés en 2021 ne sont comptabilisés que jusqu'en septembre 2021

# Les utilities représentent une part significative des volumes signés en PPA. Au sein des corporates, les GAFAM, les acteurs de la chimie et de la métallurgie sont les principaux offtakers

CAPACITÉS CONTRACTÉES SOUS PPA PAR TYPE D'OFFTAKER ET SECTEUR DES OFFTAKER C-PPA GREENFIELD<sup>1)</sup>, [2010-2021, en %, en GW]



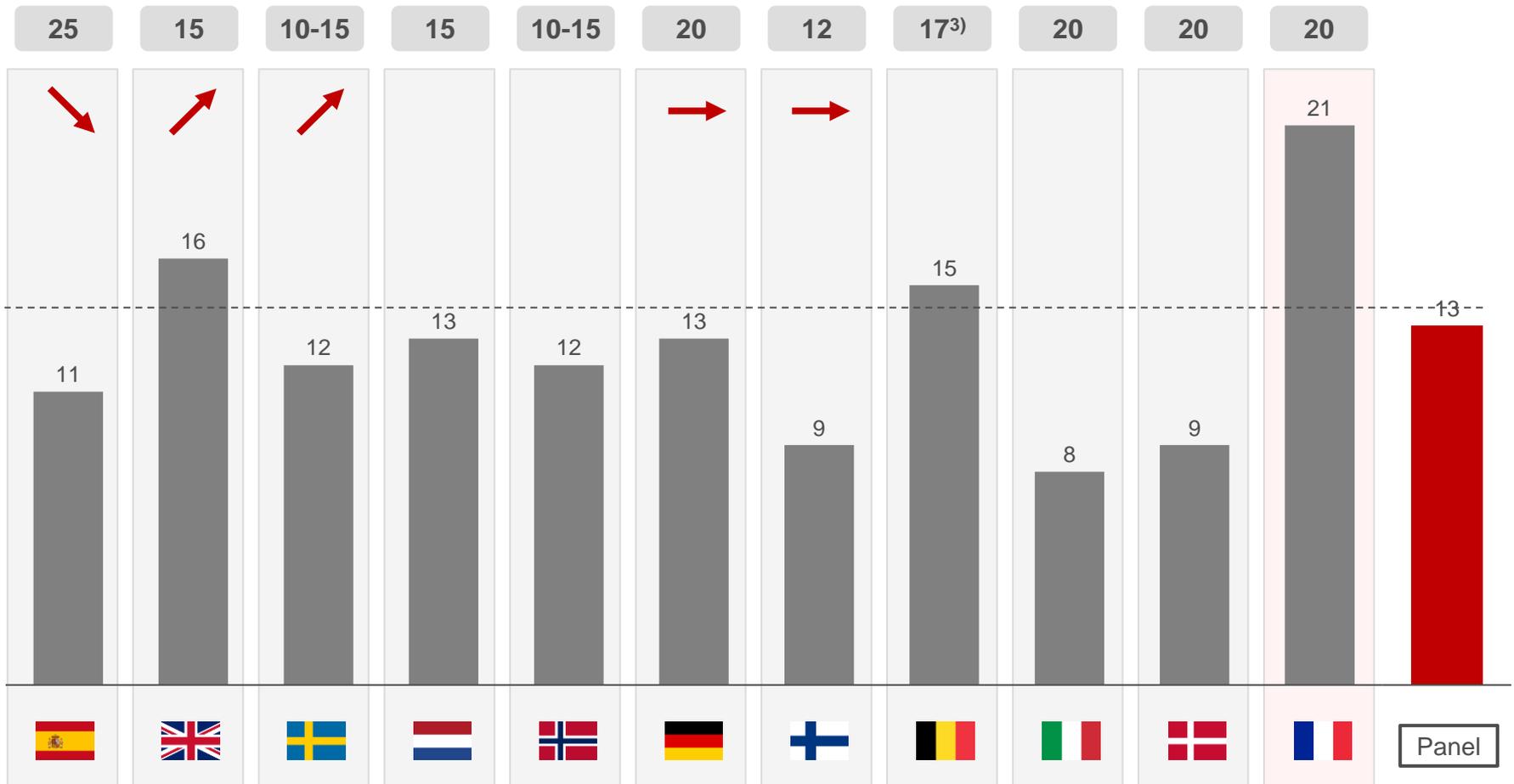
1) Repowering inclus 2) Inclus d'autres entreprises du numériques  
 Source : Pexapark, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

# Les contrats PPA durent généralement entre 10 et 15 ans, hormis certains pays qui privilégient des contrats courts (It, Dk, Fin) et la France avec la moyenne la plus élevée du panel à 20 ans

DURÉE MOYENNE PONDÉRÉE<sup>1)</sup> DES CONTRATS PPA PAR PAYS  
 GREENFIELD<sup>2)</sup>, [#années]

↗ Tendances<sup>4)</sup> des dernières années
 

 XX Durée des mécanismes de soutien d'Etat



1) Durée moyenne des contrats ; 2) Repowering inclus 3) Pour les parcs offshore 4) Seuls les pays avec un échantillon de contrats représentatifs sont affichés

# Agenda

---

- 1 | Conclusions de l'étude
- 2 | Panorama des 11 pays du panel
- 3 | Analyse détaillée par pays**
  - Espagne**
  - Royaume-Uni
  - Norvège et Suède
  - Pays-Bas
  - Allemagne
  - Finlande
  - Belgique
  - Italie
  - Danemark
  - France
- 4 | Annexes

# Résumé Exécutif - Espagne

## EVALUATION DES PRINCIPAUX DRIVERS DU DEVELOPPEMENT DES PPA

### Mécanismes publics de soutien aux EnR favorables aux PPA



Les industriels électro-intensifs sont dans l'obligation de sourcer 10% de leur consommation via des PPA.  
Un fonds de garantie a été mis en place



désincitatif – neutre - incitatif

### Atteinte ou anticipation de la parité réseau



La parité réseau est atteinte pour le éolien terrestre et le PV depuis 2017



non atteinte – atteinte proche - atteinte

### Intensité carbone du mix électrique réseau



La forte intensité carbone du mix espagnol stimule la demande de PPA auprès des offtakers souhaitant réduire leurs émissions de CO2



décarboné – carboné – très carboné

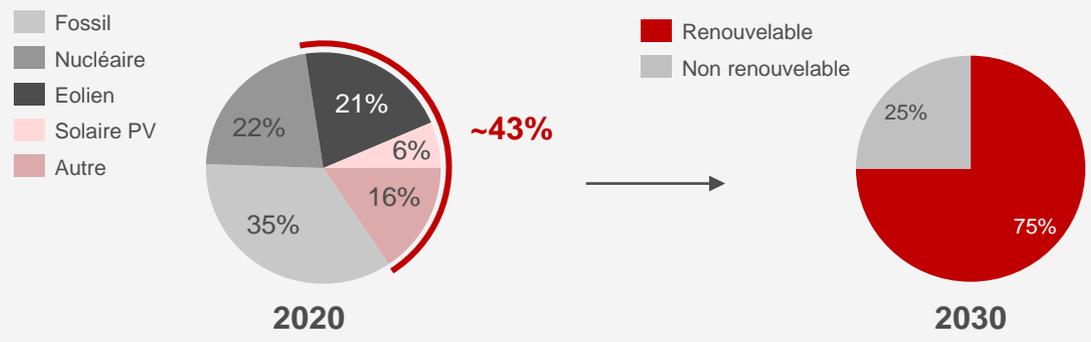
## RESUME EXECUTIF – DÉTERMINANTS DE LA DYNAMIQUE DE DÉVELOPPEMENT DES PPA

- L'arrivée à parité réseau du PV et de l'éolien terrestre dès 2017 et en conséquence une très grande concurrence dans les appels d'offres publics récents (souscription de 3x les volumes offerts) qui conduisent à des compléments de rémunération très bas (moyenne de 24€/MWh pour le PV lors de l'AO de janvier 2021)
- La suspension des mécanismes de soutien à la filière entre 2012 et 2017 (FiT) conduisant à une défiance des investisseurs vis-à-vis des mécanismes de soutien proposés par l'Etat
- Une obligation de 10% de sourcing en PPA pour des consommateurs de plus de 1 GWh annuels conjointement à l'instauration d'un fonds de garantie public

# L'Espagne présente des objectifs de déploiement EnR ambitieux pour 2030 avec un effort important sur le développement du solaire PV

## MIX ELECTRIQUE ET OBJECTIFS 2030 DE L'ESPAGNE

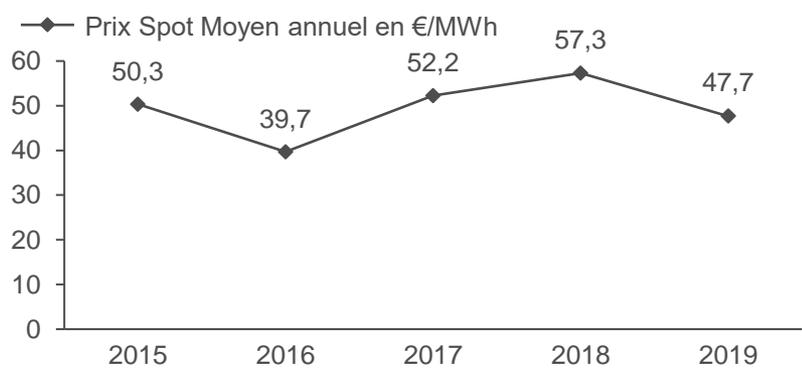
PART DE RENOUVELABLES DANS LE MIX ELECTRIQUE ACTUEL ET PROJECTION NECP [2020-2030, en %]



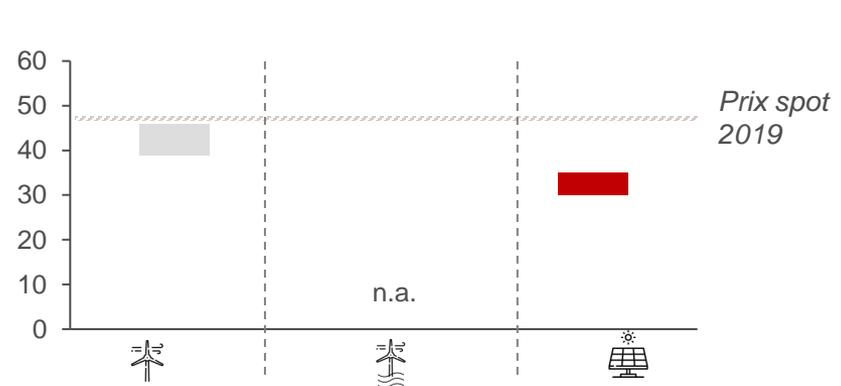
L'objectif du National Energy and Climate Plan prévoit d'atteindre **~75% de renouvelable** dans le mix avec ~50GW de capacités éolien et 39GW de capacités solaire en 2030.

## FONDAMENTAUX DE MARCHÉ

### EVOLUTION DU PRIX SPOT MOYEN



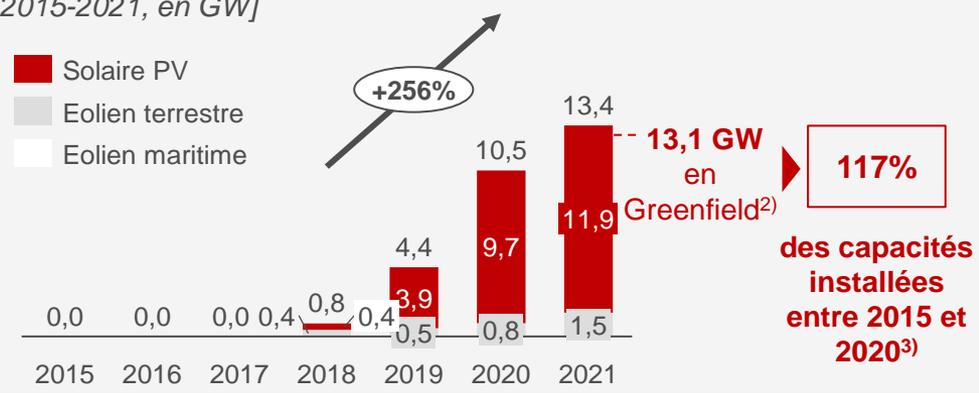
### LCOE 2020 PAR TECHNOLOGIE



1) LCOE issus du rapport IRENA 2020, taux de change 1\$=0,86€

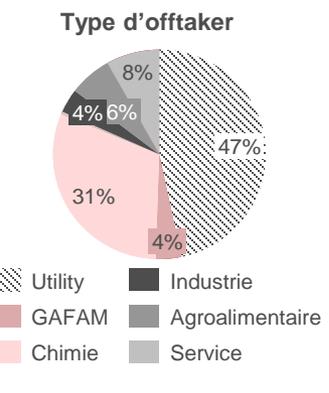
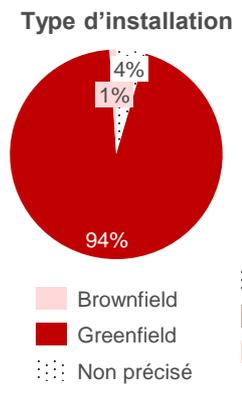
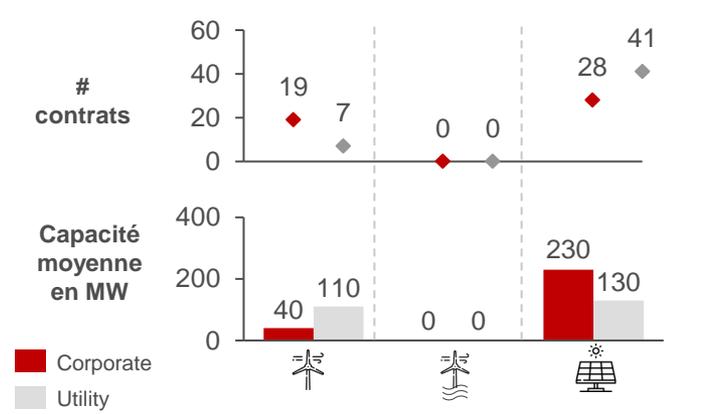
# L'Espagne est le marché PPA le plus dynamique d'Europe, porté par le développement des capacités de solaire PV greenfield

## ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE [2015-2021, en GW]



- Prix moyen indicatif des PPA<sup>4)</sup> en H1 2020:
  - Eolien terrestre : [35 – 40 €/MWh]
  - PV au sol : [30 – 35€/MWh]
- Durée moyenne des contrats (Greenfield) : 11 ans
- Les modèles « **Sleeved PPA** » et « **onsite PPA** » se développent. Les VPPA émergent (e.g. Contrat TotalEnergies)

## CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PPA [2015-2021] [en % de MW PPA signés]



### Top 5 acteurs

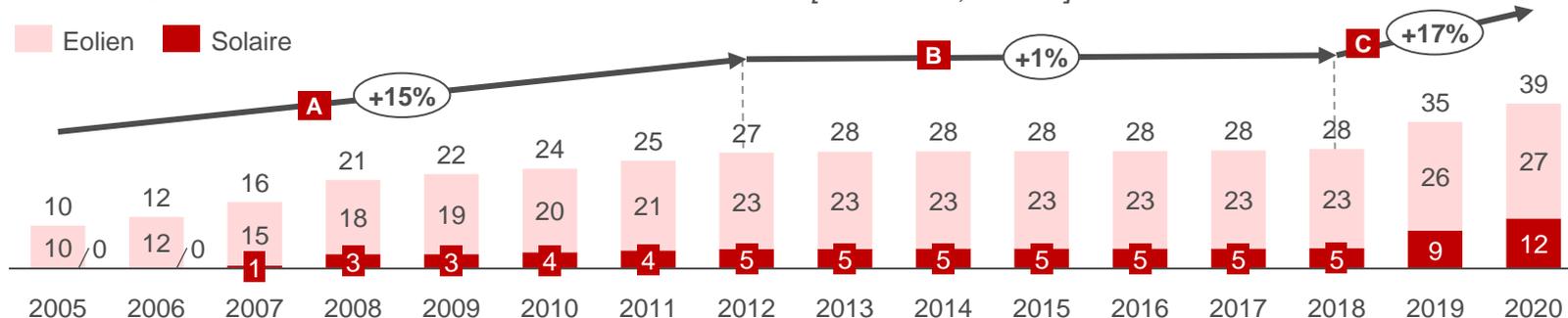
Offtaker	Développeurs
Statkraft	Statkraft
DANONE	IBERDROLA
BAYER	Solaria
audax energia	we link group
Statkraft	Allianz

1) Jusqu'en septembre 2021. 2) Inclus le Repowering 3) Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques 4) Fourchette estimée grâce aux données Zeigo, plateforme d'intermédiation de C-PPA.  
Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

# Les revirements politiques ont généré de la défiance vis-à-vis des mécanismes de soutien public, incitant les développeurs à chercher une autre voie de sécurisation de leurs revenus

<b>A 2004 – 2012</b>	<b>B 2012 – 2017</b>	<b>C 2018<sup>2)</sup> – 2020</b>
<b>Croissance des EnR portée par une politique de soutien public</b>	<b>Fort ralentissement du développement des EnR</b>	<b>Reprise de la croissance des EnR pour partie impulsée par les contrats PPA</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dès 2004, le gouvernement espagnol met en place un mécanisme de subvention public attractif (mécanisme au choix de FiT ou FiP<sup>1)</sup>) pour soutenir le déploiement des actifs renouvelables.</li> <li>▪ 17 GW de capacité solaire et éolien sont installées sur cette période.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lourdemment frappé par la crise de 2008, le gouvernement espagnol décide de revenir sur sa politique d'obligation d'achat en 2011-12, avec effet rétroactif et suspension des subventions pour tous les nouveaux projets.</li> <li>▪ Un nouveau régime de « rémunération spécifique » est mis en place sur la base des coûts d'exploitation et non en fonction de leur production d'électricité.</li> <li>▪ <b>Aucun appel d'offre n'a été lancé entre 2010 et 2016</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ En recherche de sécurisation de financement, les développeurs se sont progressivement tournés vers les PPA privés : en 2017, le premier CPPA est signé entre EDP et Calidad Pascual (5 ans, ~3,6MW).</li> <li>▪ Parallèlement, cette dynamique s'explique par l'atteinte, <b>courant 2017, de la parité réseau des EnR.</b></li> <li>▪ TotalEnergies signe en septembre 2020 le plus important contrat PPA, sous le modèle VPPA (~3,3GW lié à 5 parcs solaires greenfield).</li> </ul>

CAPACITÉS INSTALLÉES CUMULÉES PAR TECHNOLOGIE [2005-2020, en GW]



1) Feed In Tariff et Feed In Premium 2) 2018 est l'année de signature des premiers PPA espagnol en éolien et solaire, mais l'installation de ces nouvelles capacités est décalée dans le temps.

# Pour atteindre ses engagements de décarbonation, l'Espagne a récemment mis en place de nouvelles législations incitant les PPA tout en instaurant un nouveau cadre de soutien public

En 2020, suite à la publication des objectifs NECP (National Energy and Climate Plan) fixant à 74% la part de renouvelable dans le mix électrique national en 2030, le gouvernement espagnol a modifié le cadre réglementaire. Dans un environnement où l'offre de PPA dépasse la demande, la **nouvelle loi sur les industriels électro-intensifs et la mise en place d'un fonds de garantie** visent à accroître la demande de PPA. De plus l'état **met en place un nouveau mécanisme de CfD (REER) pour s'assurer d'atteindre les objectifs NECP.**

## Nouveaux mécanismes de soutien des PPA *Décret Royal 1106/2020*

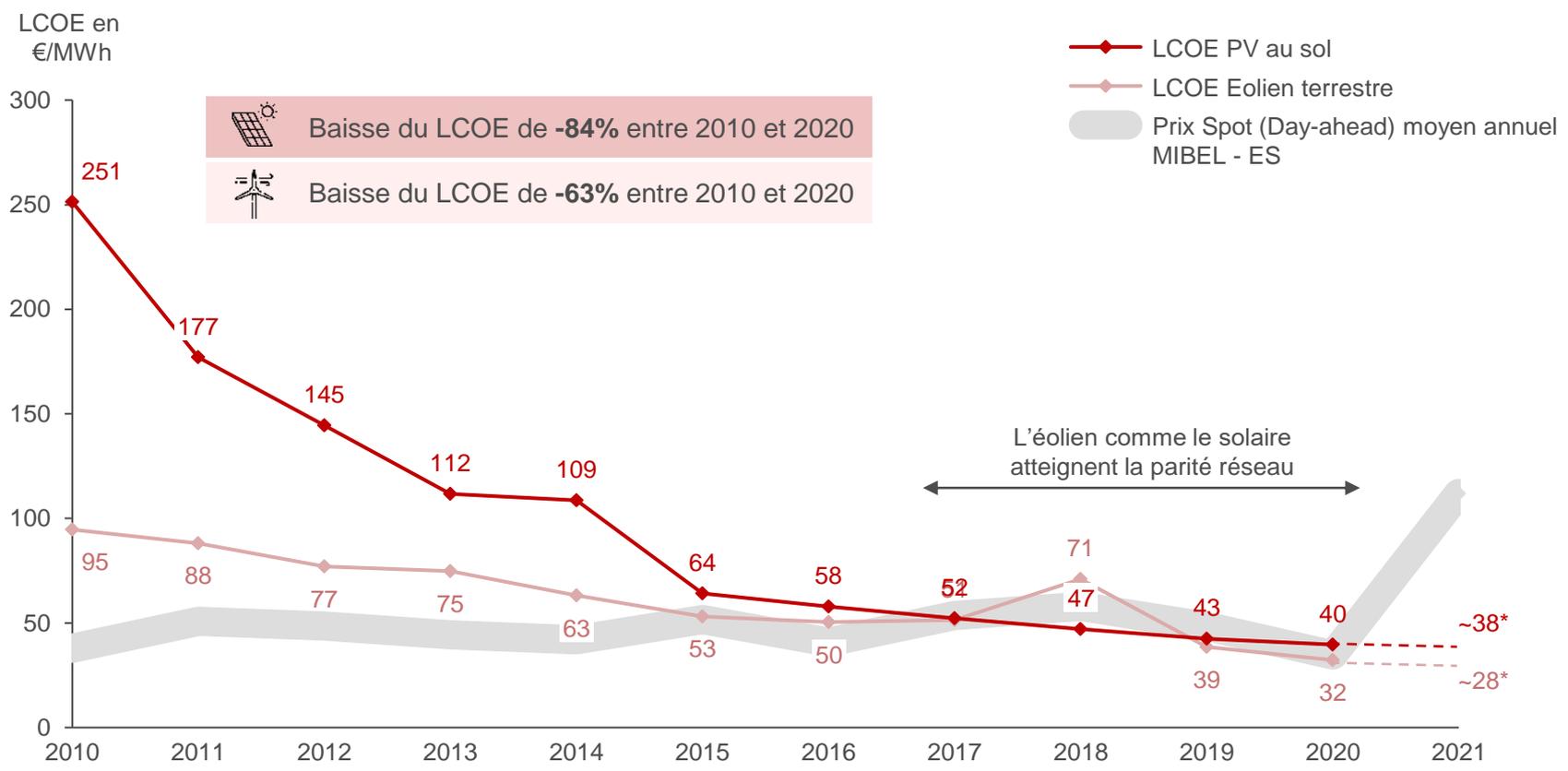
- Le Décret Royal 1106/2020 publié en janvier 2020 pour les consommateurs électro-intensifs exige que **les entreprises ayant une consommation supérieure à 1GWh se fournissent via green PPA à hauteur d'au moins 10% de leur consommation.** Ces contrats doivent avoir une durée minimale de 5 ans.
- **Le potentiel globale d'oftaker est évalué à 600 pour une consommation sous PPA de jusqu'à 4TWh/an** soit ~2,3 GW supplémentaires.
- **L'État couvrira les risques d'insolvabilité du consommateur électro-intensif.** Ces garanties seront financées par le Fonds de réserve pour les garanties des entités électro-intensives qui sera créé et géré par la CESCE, la compagnie espagnole d'assurance-crédit à l'exportation : **le fonds de garantie FERGEI** : Fondo español de reserva para las garantías de las entidades electrointensivas.

## Nouveau mécanisme de soutien publics *Décret Royal 23/2020*

- Le Décret Royal 23/2020 de juin 2020 instaure un nouveau régime de soutien public des EnR, basé sur un système d'enchère accordant un « prix d'attribution » - **CfD en pay-as-bid** : le Régimen Económico de Energías Renovables (REER).
- Ce **mécanisme de rémunération** implique que le producteur vende sur le marché de gros et reçoit un **complément (Prix d'attribution – prix de marché) ajusté d'un facteur (entre 95% et 75%) selon que la production soit pilotable ou non.**
- Ce mécanisme maintient donc une relative exposition aux variations de prix sur le marché.
- En Janvier 2021, l'enchère de 3GW est 3 fois sursouscrite, preuve d'un retour de la confiance des développeurs.
- **Il n'y a pas cumulabilité entre le CfD et un PPA. Ceci afin d'assurer la pleine additionalité des volumes signés en PPA par rapport au mécanisme de soutien.**

# En outre, l'attractivité des PPA dans le pays repose également sur la forte compétitivité des énergies renouvelables, ayant atteint la parité réseau dès 2017

COÛT COMPLET DE ÉNERGIES RENOUVELABLES ET PRIX DE MARCHÉ EN ESPAGNE PAR TECHNOLOGIE [2000 – 2020, en €/MWh]



\*: Chiffres extrapolés grâce à la tendance des dernières années

Source : IRENA, MIBEL, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

# Agenda

---

- 1 | Conclusions de l'étude
- 2 | Panorama des 11 pays du panel
- 3 | **Analyse détaillée par pays**
  - Espagne
  - Royaume-Uni**
  - Norvège et Suède
  - Pays-Bas
  - Allemagne
  - Finlande
  - Belgique
  - Italie
  - Danemark
  - France
- 4 | Annexes

# Résumé Exécutif – Royaume-Uni

## EVALUATION DES PRINCIPAUX DRIVERS DU DEVELOPPEMENT DES PPA

### Mécanismes publics de soutien aux EnR favorables aux PPA



*Il n'existe pas de mécanisme explicitement incitatif au développement des PPA.*

*Le CfD, mis en place depuis 2020, offre un cadre propice au développement des ENR sans avoir besoin de recourir au PPA.*



désincitatif – neutre - incitatif

### Atteinte ou anticipation de la parité réseau



*La parité réseau est atteinte pour l'éolien et le solaire du fait des prix élevés de l'électricité au Royaume-Uni.*



non atteinte – atteinte proche - atteinte

### Intensité carbone du mix électrique réseau



*L'objectif ambitieux du Royaume Uni en termes de décarbonation devrait stimuler la demande de PPA*

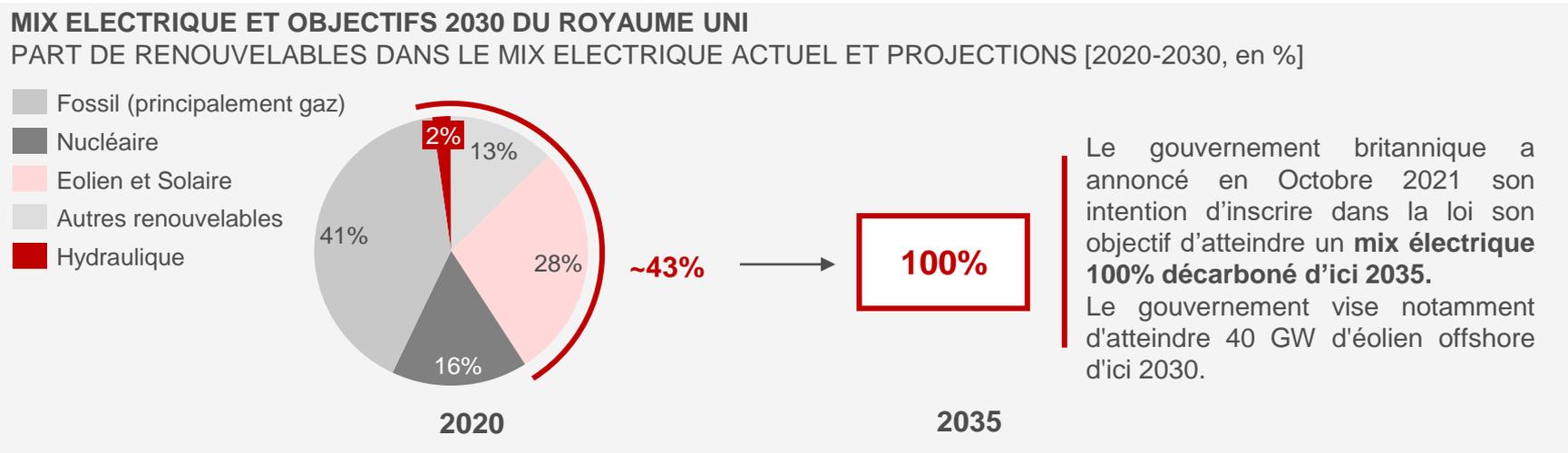


décarboné – carboné – très carboné

## Résumé Exécutif – DÉTERMINANTS DE LA DYNAMIQUE DE DÉVELOPPEMENT DES PPA

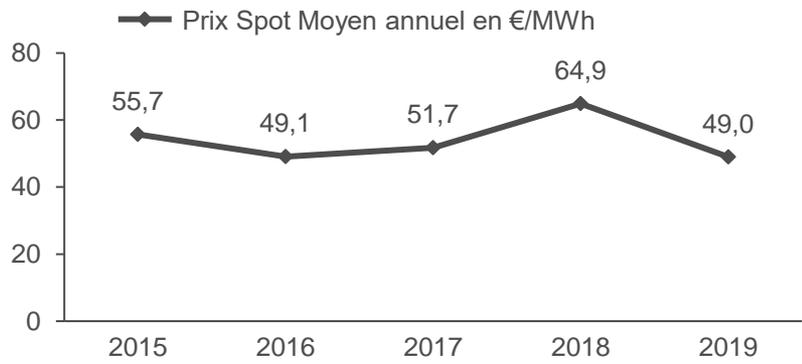
- Les prix de l'électricité étant très volatiles et parmi les plus élevés d'Europe, ils poussent les acteurs privés à vouloir se protéger contre ce risque en s'approvisionnant par des PPA
- Le mécanisme public de soutien aux EnR ne désincite pas au développement des PPA. Le gouvernement a fait le choix de maintenir les subventions, malgré une certaine maturité du marché des PPA, afin de garantir l'atteinte des objectifs de décarbonation du pays.
- On voit se développer sur le marché de nouvelles modalités dans les contrats PPA facilitant l'accès du marché à un plus large nombre d'offtaker : plus courte durée, mutualisation de petits acteurs,...

# Le Royaume-Uni prévoit d'atteindre un mix électrique 100% renouvelable d'ici 2035 en se reposant notamment sur l'éolien offshore dont il souhaite porter la capacité installée de 30 à 40GW en 2030

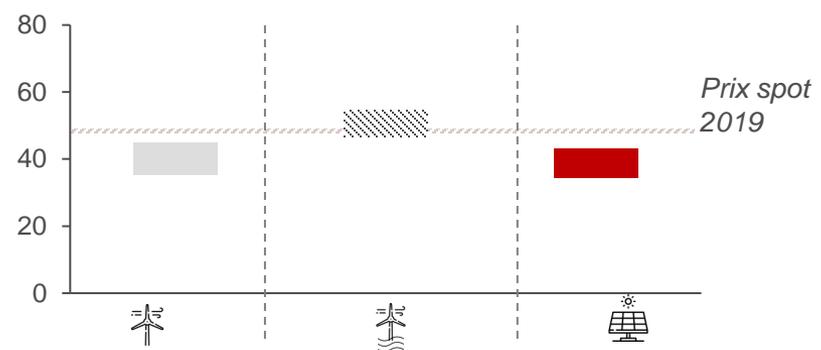


## FONDAMENTAUX DE MARCHÉ

### EVOLUTION DU PRIX SPOT MOYEN



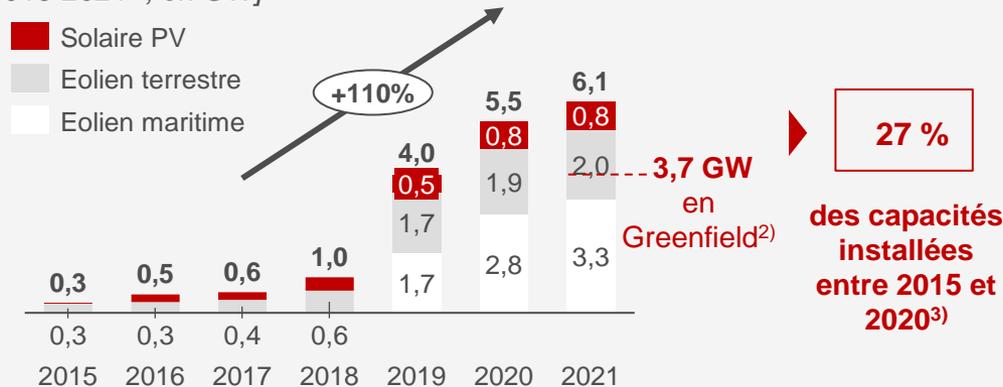
### LCOE<sup>1)</sup> PAR TECHNOLOGIE



1) BEIS 2021 - Données pour des assets mis en production en 2025

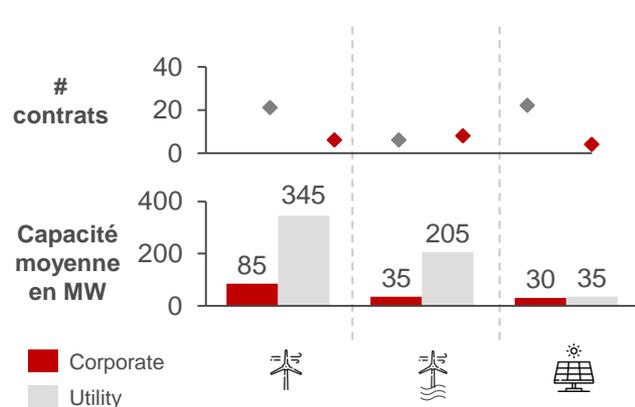
# Le marché des PPA se développe tôt au Royaume-Uni mais s'accélère surtout depuis 2019, porté principalement par l'éolien offshore et les offtakers Utilities

## ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE [2015-2021<sup>1)</sup>, en GW]

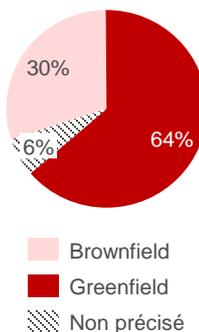


- Prix moyen indicatif des PPA<sup>4)</sup> en H1 2020:
  - Solaire : [50 - 55 €/MWh]
  - Eolien terrestre : [45 - 50 €/MWh]
  - Eolien offshore : [50 - 55 €/MWh]
- Durée moyenne des contrats : 16 ans
- Majoritairement des modèles en « **Sleeved PPA** » et « **On-site PPA** »
- Intérêt grandissant des entreprises pour les **virtual cPPAs**.
- Emergence de nouveaux modèles de PPA: club PPA

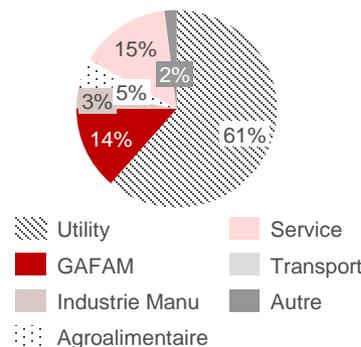
## CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PPA [2015-2021] [en % de MW PPA signés]



### Type d'installation



### Type d'offtaker



### Top 5 acteurs

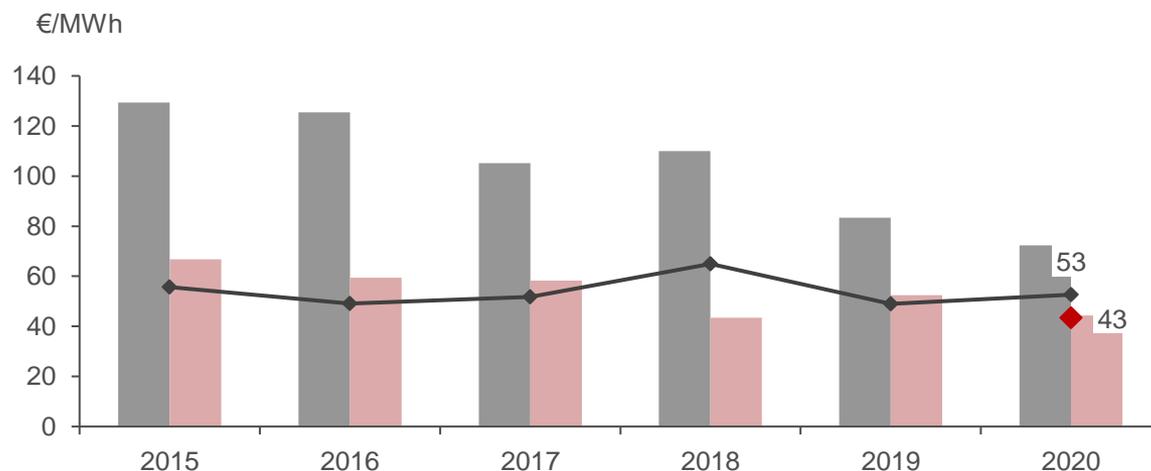
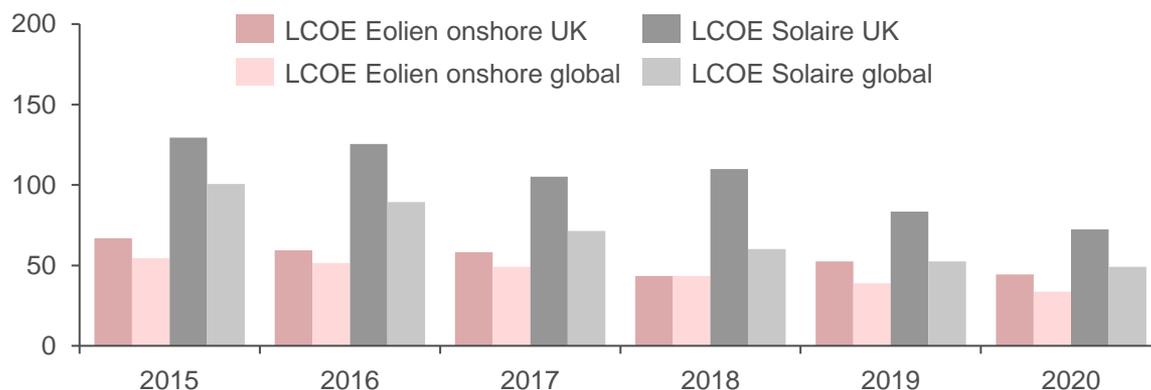


1) Jusqu'en septembre 2021. 2) Inclus le Repowering 3) Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques. 4) Fourchette estimée grâce aux données Zeigo, plateforme d'intermédiation de C-PPA.

Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte,, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

# Au Royaume-Uni, les prix de l'électricité sont parmi les plus élevés d'Europe et incitent les entreprises à rechercher activement des CPPA et ce, malgré des LCOE élevés

EVOLUTION DES COUT COMPLETS DE ENR ET PRIX DE MARCHÉ AU ROYAUME UNIPAR TECHNOLOGIE [2015 – 2020, en €/MWh]

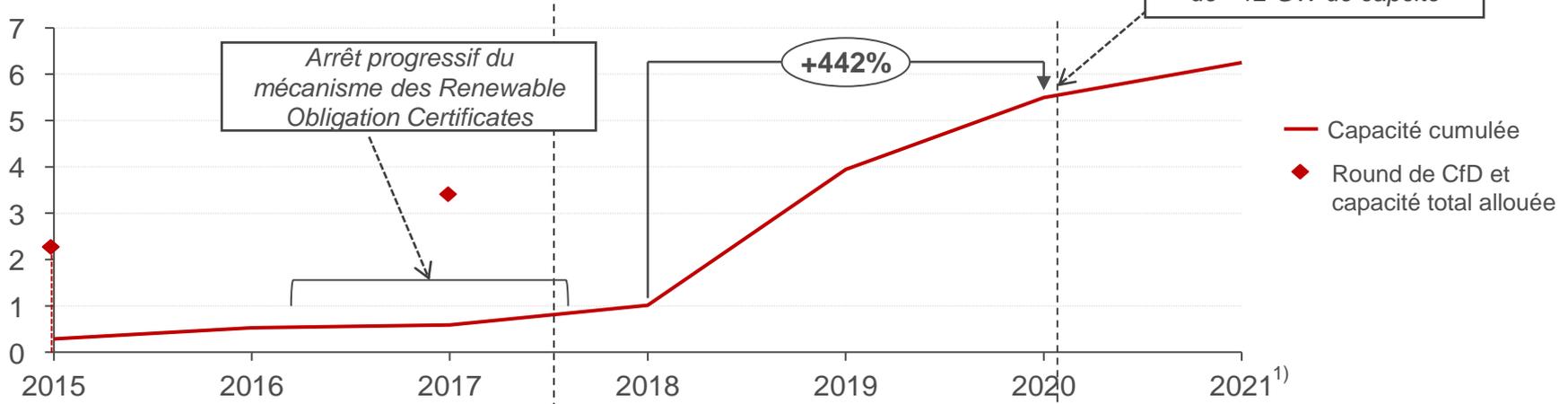


—●— Prix Spot moyen annuel UK    ◆ Prix Spot moyen annuel Europe    ■ LCOE Solaire UK    ■ LCOE Eolien onshore UK

- Bien qu'ils soient en baisse, **les LCOE de projets EnR au UK restent élevés comparés aux pays voisins** en raison d'un foncier limité et d'une structure d'autorisation complexe et lente.
- **Malgré des LCOE élevés, les entreprises britanniques recherchent activement des CPPA** afin de se protéger contre la volatilité des prix de marché.
- Avec seulement 3 GW d'interconnexions avec l'Europe continentale, **le marché britannique de l'électricité est resté indépendant** de ses pays voisins.
- **Les prix de l'électricité au Royaume Uni font partie des plus élevés en Europe.** En 2020, le prix spot moyen par MWh reste 10€ plus cher que la moyenne européenne.

# Les mécanismes de soutien qui permettent de garantir aux développeurs des revenus stables à long terme, apparaissent comme des freins au développement des cPPA

CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA  
[2015-2021, en GW]



### PHASE 1 : Lent démarrage

- Jusqu'en 2018, le marché des cPPA connaît un lent démarrage en raison de mécanismes d'aides sécurisant les revenus des développeurs de projets EnR (Renewable Obligation Certificates)

### PHASE 2: Forte accélération

- Suite à la suppression de tous les mécanismes d'aides en 2017, le marché des cPPA a connu une hausse de plus de 400%.
- En l'absence de revenus garantis, les développeurs ont eu recours aux cPPA pour financer leurs projets

### PHASE 3: Ralentissement

- Depuis 2020, la croissance des cPPA s'est ralentie en raison de:
  - L'annonce du **retour des CfDs** pour l'éolien terrestre et le PV utility-scale
  - La prévision de la baisse structurelle des prix de l'électricité à long terme

1) Extrapolation de l'évolution à horizon Décembre 2021 sur la base des PPA annoncés jusqu'à fin Septembre 2021

# Malgré le développement non subventionné du solaire et de l'éolien terrestre, le Royaume-Uni fait le choix plus sûr de relancer des enchères CfDs pour s'assurer d'atteindre son objectif EnR

- Lors du 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> tours d'allocation CfDs, le gouvernement retire le **solaire et réduit l'éolien terrestre des capacités mises aux enchères**
- Les deux technologies se sont donc **développées sur une base principalement marchande.**
- Suite à l'annonce du prolongement du systèmes d'enchères CfDs, et au vu développement non subventionné du solaire et de l'éolien, BEIS<sup>1)</sup> a initié des **réflexions pour revisiter le mécanisme et réduire le niveau de soutien.**
- Les pistes initialement envisagées avaient pour but **d'exposer les développeurs aux prix de gros de l'électricité.**
- Le mécanisme CfDs prévu pour Décembre 2021 **devrait rester sensiblement le même**, le gouvernement ne voulant **pas prendre le risque de ralentir le développement des EnR et manquer son objectif.**

## PISTES INITIALEMENT ENVISAGEES PAR BEIS

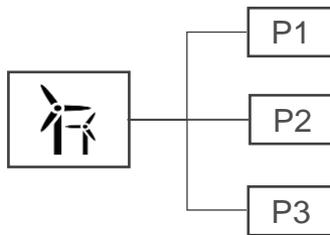
- **Raccourcir la durée des aides** afin d'exposer les développeurs sur une partie de la durée de vie des projets
- **Utiliser le strike price retenu pour les CfDs** comme prix plancher et non un prix plafond – soit fixer ce prix en fonction de l'enchère la plus basse et non la plus haute
- **Appliquer les CfDs uniquement lorsque le prix de l'électricité est positif**, voire le caper à un prix bas
- **Conditionner l'attribution des CfDs aux projets dotés de technologies innovantes ou de stockage**
- Se référer au prix de marché saisonnier et non day-ahead

“ Nous avons connaissance d'un certain nombre de projets (...) qui ont été déployés ou prévoient de l'être sur une base marchande (...) Nous sommes heureux de constater que les coûts de ces technologies continuent de baisser, permettant un certain déploiement sans subvention. Toutefois, si nous devons nous fier uniquement au déploiement commercial de ces technologies à l'heure actuelle, nous risquons de ne pas disposer des capacités nécessaires à court terme pour soutenir la décarbonisation du secteur de l'électricité et respecter l'engagement net zéro ” – BEIS

# De nouveaux modèles de C-PPA émanent du marché pour faciliter leur accès à un plus grand nombre d'offtaker

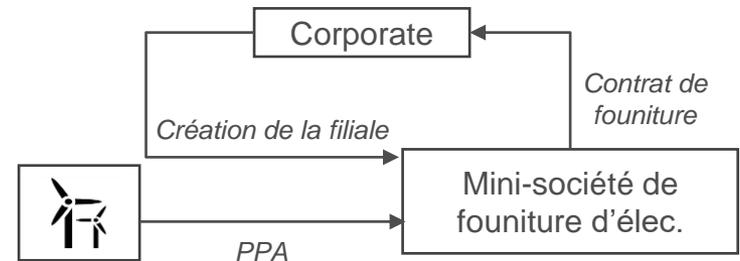
- Jusqu'à présent, **les cPPA ont été contractés par de grandes entreprises** (dont la plupart sont signataires de l'initiative RE 100) sur des durées moyennes de 10 à 20 ans
- Au fur et à mesure que le marché du renouvelable mûrit, **de plus petits offtakers s'intéressent aux PPA**, mais ces acheteurs n'ont souvent pas le poids ou la qualité de signature nécessaire pour répondre aux attentes des financeurs
- De nouveaux modèles de PPA émergent pour permettre aux petits acteurs d'accéder à ce marché soit par **la réduction de la durée des PPA** (des PPA moins de 5 ans ont été contractés - Brownfield) soit par de **nouvelles modalités contractuelles** :

## A MULTI-OFFTAKERS



- **Agrégation de petits offtakers** pour offrir une échelle suffisante, partager les risques et **augmenter leur pouvoir de négociation face aux développeurs**
- Ex: *En 2019, 20 universités ont signé un PPA groupé de 10 ans avec Statkraft, en une seule transaction.*

## B MINI-UTILITY



- **Ce modèle nécessite un investissement important de la part de l'offtaker corporate:** créer et faire agréer la mini-utility, acquérir l'expertise nécessaire pour gérer sa propre fourniture d'énergie ...
- Ce modèle est souvent utilisé en Irlande

# Agenda

---

- 1 | Conclusions de l'étude
- 2 | Panorama des 11 pays du panel
- 3 | **Analyse détaillée par pays**
  - Espagne
  - Royaume-Uni
  - Norvège et Suède**
  - Pays-Bas
  - Allemagne
  - Finlande
  - Belgique
  - Italie
  - Danemark
  - France
- 4 | Annexes



# Résumé Exécutif – Norvège/Suède

## EVALUATION DES PRINCIPAUX DRIVERS DU DEVELOPPEMENT DES PPA

### Mécanismes publics de soutien aux EnR favorables aux PPA



Les mécanismes de soutien (Certificats verts) ont vu leur prix s'effondrer, laissant une forte exposition au prix de marché aux développeurs, les incitant à vendre leur électricité via PPA.  
La Norvège a mis en place un fonds de garantie pour faciliter la signature de PPA



désincitatif – neutre - incitatif

### Atteinte ou anticipation de la parité réseau



Les prix de l'électricité étant très faibles sur le marché Nordpool, la parité réseau des ENR n'est pas anticipée.

Données LCOE non disponibles



non atteinte – atteinte proche - atteinte

### Intensité carbone du mix électrique réseau



Les mix électriques de la Norvège et de la Suède sont fortement décarbonés notamment grâce à l'abondance d'énergie hydroélectrique.



décarboné – carboné – très carboné

## Résumé Exécutif – DÉTERMINANTS DE LA DYNAMIQUE DE DÉVELOPPEMENT DES PPA

- La forte dynamique des PPA en Suède et Norvège s'explique par un mécanisme de support public insuffisant dans la mesure où il expose les producteurs au prix de marché et où la valeur des certificats verts a fondu.
- Cette dynamique ne semble pas souffrir de la non atteinte de la parité réseau, ni d'un mix électrique déjà largement décarboné.

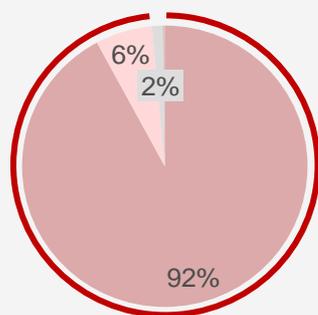


# La Norvège présente un mix électrique presque entièrement décarboné grâce à ses capacités hydrauliques et prévoit d'être 100% renouvelable d'ici 2030

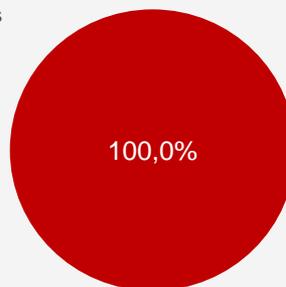
## MIX ELECTRIQUE ET OBJECTIFS 2030 DE LA NORVÈGE

PART DE RENOUVELABLES DANS LE MIX ELECTRIQUE ACTUEL ET PROJECTIONS [2020-2030, en %]

- Fossile
- Nucléaire
- Eolien
- Solaire
- Hydraulique
- Autre renouvelable



~98%

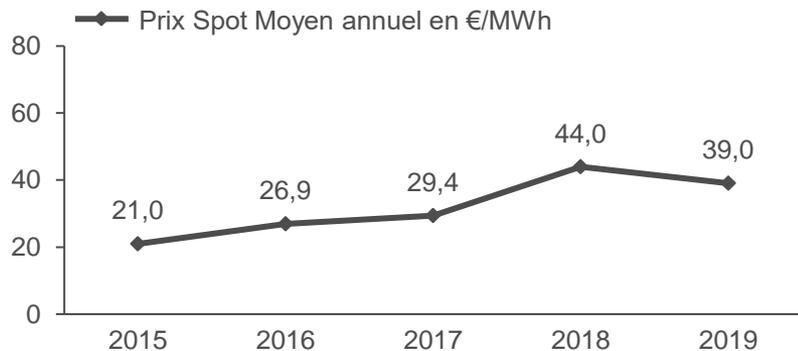


La Norvège prévoit d'atteindre 100% de capacités renouvelables dans sa production électrique et d'en continuer son développement afin de renforcer sa position d'exportateur net

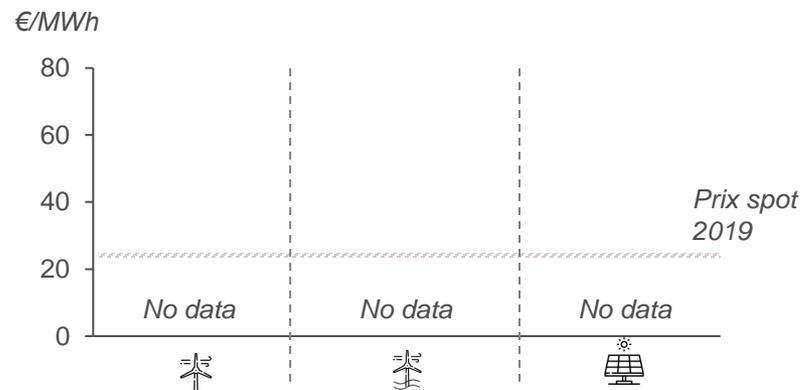
*Pas d'objectifs NEPC car hors UE*

## FONDAMENTAUX DE MARCHÉ

### EVOLUTION DU PRIX SPOT<sup>1)</sup> MOYEN



### LCOE 2020 PAR TECHNOLOGIE



1) Prix spot moyen du marché NORDPOOL

Source : IEA, RTE, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

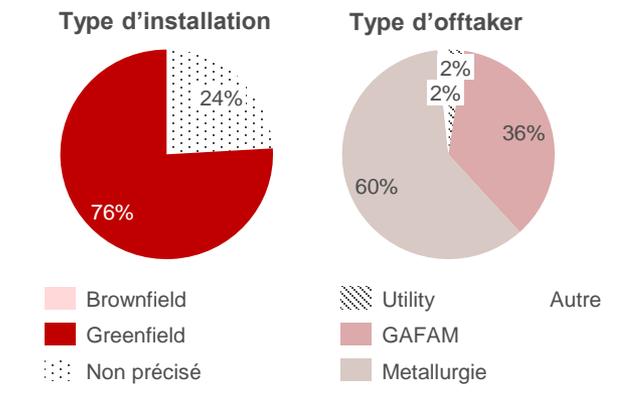
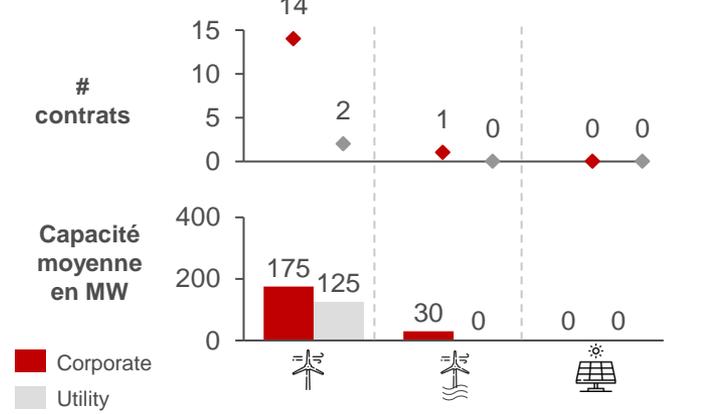
# Le marché des PPAs en Norvège a émergé en 2016 pour rester stable jusqu'en 2018 où il s'est fortement accéléré, tiré par le l'éolien terrestre et des contrats avec GAFAM et métallurgistes

**ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA**  
CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE  
[2015-2021, en GW]



- Prix moyen indicatif des PPA<sup>4)</sup> en H1 2020:
  - Solaire : [40 - 45 €/MWh]
  - Eolien terrestre : [30 - 35 €/MWh]
- Durée moyenne des contrats : 13 ans
- Majoritairement des modèles en « **Sleeved PPA** » et « **Synthetic PPA** »
- Le modèle de contrat « as produced » apparaît comme le standard de marché, les modèles en « baseload » sont de plus en plus courants.

**CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PPA [2015-2021] [en % de MW PPA signés]**



**Top 5 acteurs**

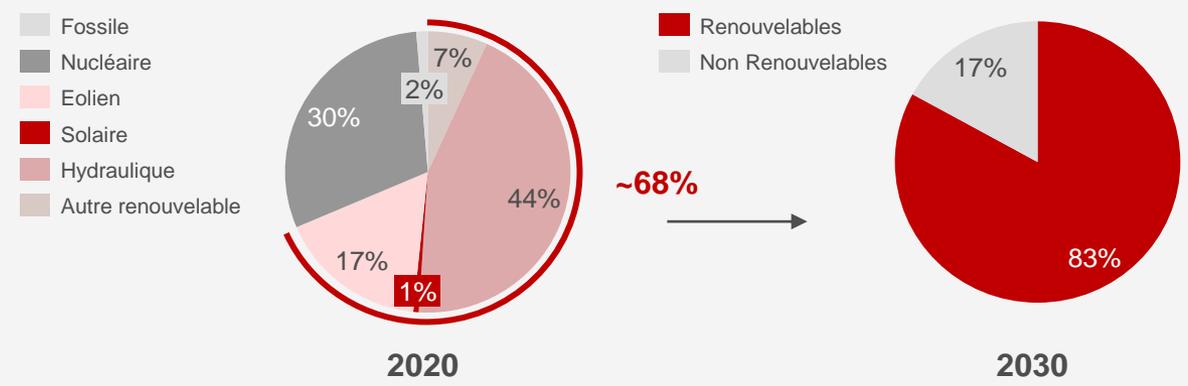
Offtaker	Développeurs
ALCOA	eolus
facebook	Norsk Vind Energi AS
Hydro	Luxcara
Google	ENGIE
eramet	centrica

1) Jusqu'en septembre 2021. 2) Inclus le Repowering 3) Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques. 4) Fourchette estimée grâce aux données Zeigo, plateforme d'intermédiation de C-PPA.  
Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte,, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

# La Suède présente un mix électrique largement décarboné grâce à ses capacités hydrauliques et nucléaires et prévoit d'augmenter ses capacités renouvelables jusqu'à 83% de son mix en 2030

## MIX ELECTRIQUE ET OBJECTIFS 2030 DE LA SUÈDE

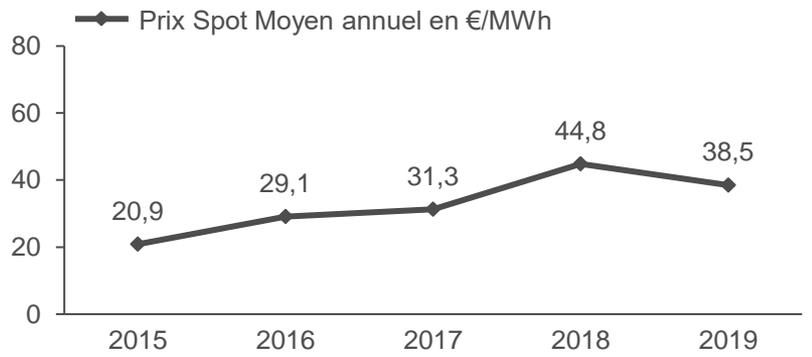
PART DE RENOUVELABLES DANS LE MIX ELECTRIQUE ACTUEL ET PROJECTIONS [2020-2030, en %]



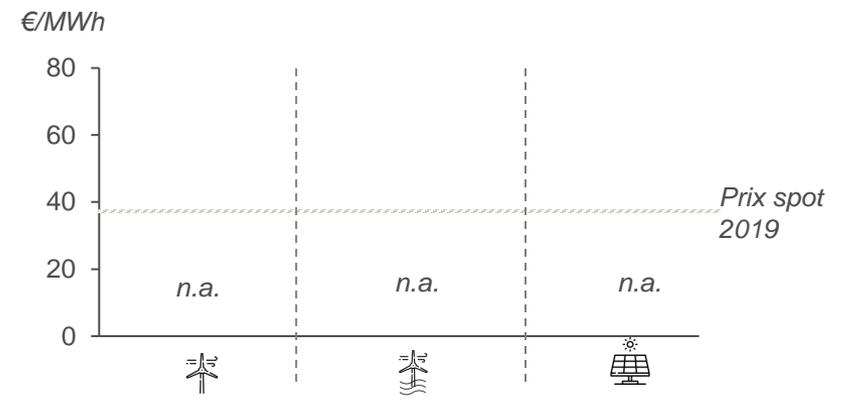
L'objectif 2030 du National Energy and Climate Plan prévoit d'atteindre **~83% de renouvelable** dans la production électrique avec 12GW d'éolien, et 3GW de solaire installé.

## FONDAMENTAUX DE MARCHÉ

### EVOLUTION DU PRIX SPOT MOYEN



### LCOE 2020 PAR TECHNOLOGIE



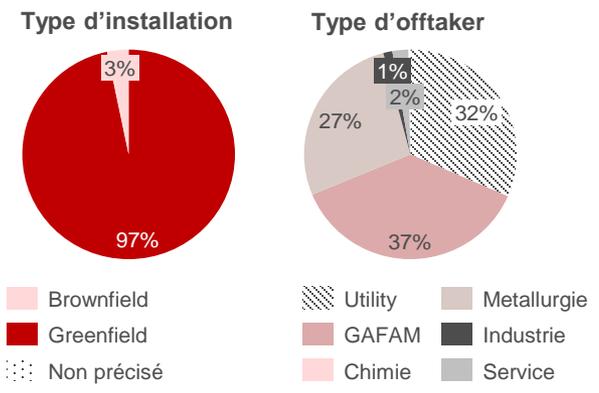
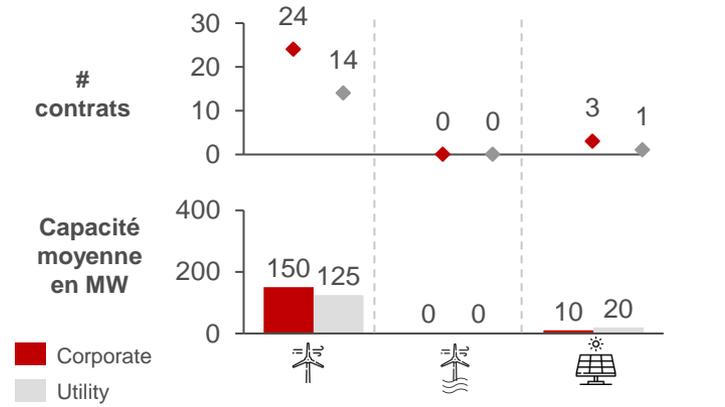
# Avec un premier contrat signé en 2013, la Suède est l'un des précurseurs des C-PPAs en Europe. Son marché s'est ensuite développé quasi-exclusivement par des parcs éoliens terrestres

**ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA**  
CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE  
[2015-2021, en GW]



- Prix moyen indicatif des PPA<sup>4)</sup> en H1 2020:
  - Solaire : [40 - 45 €/MWh]
  - Eolien terrestre : [30 - 35 €/MWh]
- Durée moyenne des contrats : 13 ans
- Majoritairement des modèles en « **Sleeved PPA** » et « **Synthetic PPA** »
- Le modèle de contrat « as produced » apparaît comme le standard de marché, les modèles en « baseload » sont de plus en plus courants.

**CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PPA [2015-2021] [en % de MW PPA signés]**



**Top 5 acteurs**

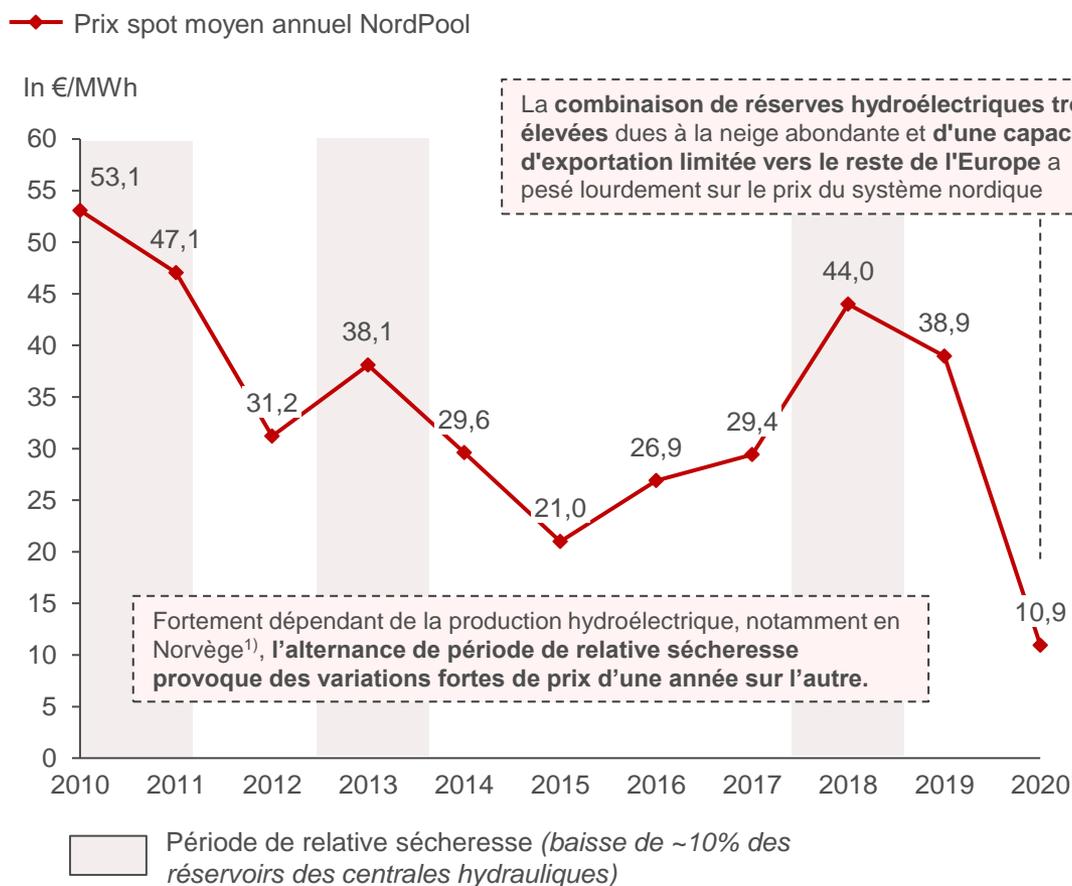
Offtaker	Développeurs
Hydro	Luxcara
agder energi	Green Investment Group
Google	eolus
amazon	bp
REIN Hydro	VATTENFALL

1) Jusqu'en septembre 2021. 2) Inclus le Repowering 3) Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques. 4) Fourchette estimée grâce aux données Zeigo, plateforme d'intermédiation de C-PPA.  
Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte., Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants



# Le dynamisme précoce du marché PPA en Norvège et Suède s'explique, côté off-taker, par une volonté de réduire l'exposition face à une forte volatilité des prix sur le marché de gros

PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LE MARCHÉ NORDIQUE  
[2010-2020, en €/MWh]



1) 95% de la production électrique

- D'une part, la forte dépendance, notamment en Norvège, à la production hydraulique, fortement impactée en cas de sécheresse, et d'autre part, les contraintes sur les lignes électriques nord-sud vers les régions de prélèvement du sud et les capacités limitées d'export vers le reste de l'Europe contribuent à créer une forte volatilité des prix sur le marché de l'électricité.
- Dans ces conditions de marché les off-taker cherchent des solutions de couverture de ce risque de variation du prix de l'électricité, ce qui a largement contribué à l'essor des PPA.
- A noter que si cette volatilité a pu dynamiser le marché des PPA, les prix de gros n'ayant jamais été aussi bas en 2020, en Suède et en Norvège, le marché des PPA d'entreprise pourrait commencer à ralentir.
- Les prix spots sont attendus en hausse dans les prochaines années du fait de l'arrivée de 2 nouvelles interconnexions, ce qui rééquilibrerait les prix à la hausse avec le reste de l'Europe.

# De plus, ces deux pays affichent un gisement d’offtaker favorable à une amorce rapide du marché PPA, en réunissant des GAFAM aux datacenters énergivores et des industries électro-intensives

## La Norvège, comme la Suède présentent un gisement d’offtakers de PPA important ayant initié la dynamique de déploiement des contrats PPA

- Jouissant d’une économie stable, d’une main d’œuvre qualifiée mais également d’un climat nordique, **ces deux pays abritent un certain nombre d’entreprises de la tech américaine ainsi que leurs datacenters**. Cette typologie d’acteur (GAFAM) est à l’origine de l’essor de ces contrats PPA d’abord aux USA. **Ce sont des entreprises énergivores, mais surtout à forte appétence pour les facteurs de verdissement de leur fourniture énergétique (RE100<sup>1</sup>)**.
- Dès 2013, Google signe un PPA d’entreprise de 10 ans pour la totalité de la production d’électricité d’un grand parc éolien, en Suède. Suivant ce contrat, d’autres grandes entreprises telles IKEA, Facebook, les entreprises norvégiennes d’aluminium Alcoa et Norsk Hydro, ainsi que l’entreprise minière suédoise Boliden ont signé des PPA.
- Norsk Hydro signe un PPA novateur de 29 ans pour un volume de 1,65 TWh/an d’énergie éolienne avec Green Investment Group, l’un des plus grands fournisseurs mondiaux d’électricité. Ce contrat s’inscrit parmi les plus longs et les plus importants contrat PPA au monde.

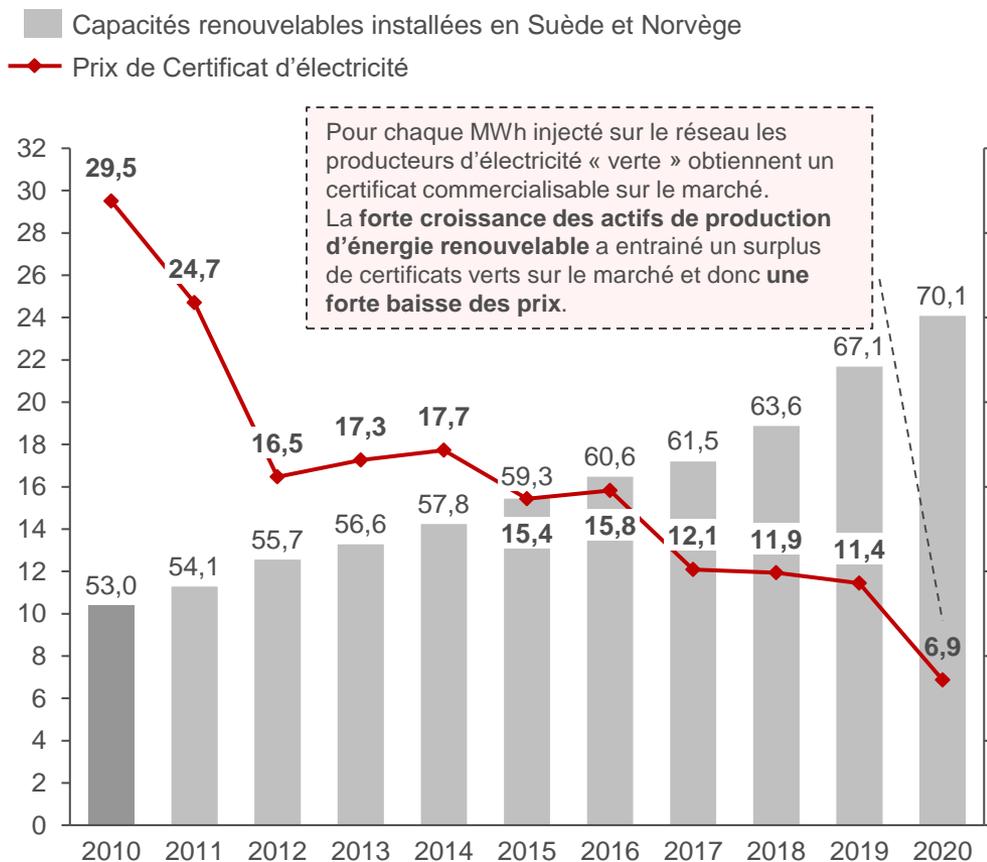
EXEMPLE DE PPA SIGNES EN NORVEGE ET SUEDE

Date <sup>2)</sup>	Offtaker	Producteur	Capacité	Technologie
2013 – 2015			72 MW 33 MW	Eolien terrestre
2014 – 2015			59 MW 76 MW	Eolien terrestre
2017 – 2018			235 MW 650 MW	Eolien terrestre
2018			143 MW 210 MW	Eolien terrestre
2018			63 MW 76 MW	Eolien terrestre
2019			122 MW	Eolien terrestre

1) RE100 est une organisation non gouvernementale dirigée par The Climate Group en partenariat avec l’association CDP (Carbon Disclosure Project) qui rassemble des centaines de grandes entreprises qui s’engagent à s’approvisionner à 100% d’électricité d’origine renouvelable. 2) Date de signature du contrat

# Côté développeur, cet essor est motivé par un mécanisme de soutien laissant une forte exposition aux variations de prix de marché et à des revenus issus des certificats verts en décroissance

PRIX MOYEN ANNUEL DES CERTIFICATS VERTS D'ÉLECTRICITÉ ET CAPACITÉ RENOUELVABLES CUMULÉES EN NORVEGE ET SUEDE [2008-2019, en €/Certificat, en GW]



- Mis en place en Suède en 2003, et rejoint en 2009 par la Norvège, le mécanisme des certificats verts est le principal schéma de soutien public dans ces deux pays.
- Dans ce dispositif, les acteurs obligés (fournisseurs d'électricité) doivent respecter un quota d'électricité verte dans leur approvisionnement (cad détenir le nombre de certificats<sup>1)</sup> correspondants). Les certificats peuvent être obtenus soit en produisant directement l'électricité verte, soit en les achetant à d'autres producteurs.
- Or, avec la forte croissance des installations éligibles, l'important surplus de certificats sur le marché a provoqué une baisse du prix de ces certificats<sup>2)</sup>.
- Ainsi, **les développeurs se retrouvent exposés à la fois au risque de la volatilité des prix de marché de l'électricité, et celui de la baisse des prix des certificats.**
- Les développeurs ont été incités à chercher d'autres moyens de financement de leurs installations : **les PPA apparaissent comme une voie de sécurisation des revenus à long terme.**
- A noter que la Norvège, comme la Suède ont prévu de sortir de ce mécanisme fin 2035, et ont décidé la fin de l'entrée de nouvelles installations dès 2022.

1) Un certificat équivaut à 1 MWh d'électricité renouvelable 2) Les quotas étant fixés par la loi jusqu'en 2035.

# Agenda

---

- 1 | Conclusions de l'étude
- 2 | Panorama des 11 pays du panel
- 3 | **Analyse détaillée par pays**
  - Espagne
  - Royaume-Uni
  - Norvège et Suède
  - Pays-Bas**
  - Allemagne
  - Finlande
  - Belgique
  - Italie
  - Danemark
  - France
- 4 | Annexes

## Résumé Exécutif – Pays Bas

### EVALUATION DES PRINCIPAUX DRIVERS DE PPA

#### Mécanismes publics de soutien aux EnR favorables aux PPA



Le mécanisme SDE+ (un FiP variable) d'aides aux EnR expose les producteurs au prix de marché. Le cumul entre SDE+ et PPA étant possible, les développeurs ont largement adopté cette option pour se couvrir contre l'exposition au prix de marché.



désincitatif – neutre – incitatif

#### Atteinte ou anticipation de la parité réseau



La parité réseau est atteinte pour les parcs éoliens terrestre et offshore



non atteinte – atteinte proche – atteinte

#### Intensité carbone du mix électrique réseau



La forte intensité carbone du mix néerlandais devrait stimuler la demande de PPA auprès des offtakers souhaitant diminuer significativement leurs émissions



décarboné – carboné – très carboné

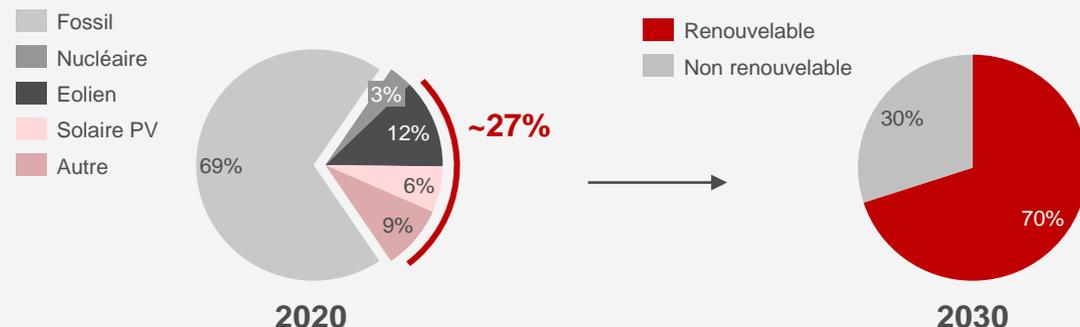
### Résumé Exécutif – DÉTERMINANTS DE LA DYNAMIQUE DE DÉVELOPPEMENT DES PPA

- Un modèle contractuel s'appuyant sur les mécanismes de soutien public en les bonifiant - le PPA couvre le risque développeur à la baisse des prix en deçà d'un plancher que ne couvre plus le mécanisme de complément de rémunération public
- Un LCOE éolien terrestre et offshore à parité réseau
- De nombreuses contreparties avec des qualités de signature (GAFAM, grands industriels mais également utilities)

# Les Pays-Bas présentent des objectifs de déploiement EnR ambitieux pour 2030, dans un contexte de compétitivité grandissante des technologies renouvelables

## MIX ELECTRIQUE ET OBJECTIFS 2030 DES PAYS-BAS

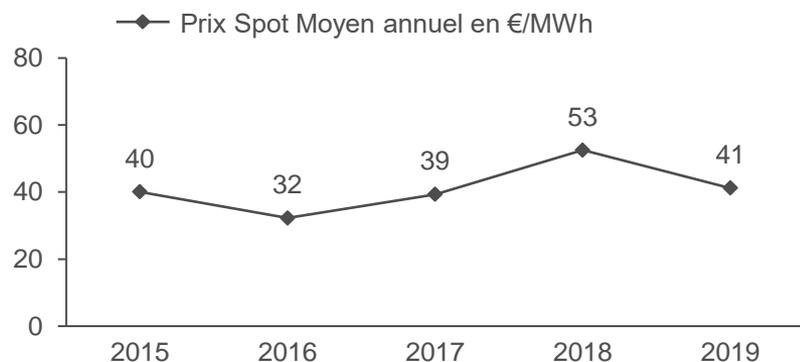
PART DE RENOUVELABLES DANS LE MIX ELECTRIQUE ACTUEL ET PROJECTION NECP [2020-2030, en %]



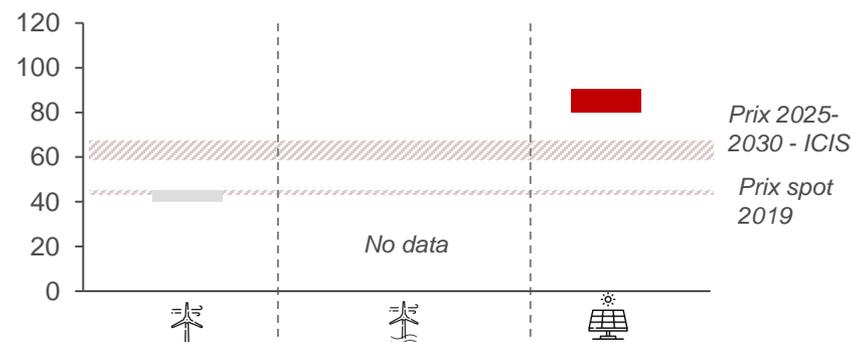
L'objectif du National Energy and Climate Plan prévoit d'atteindre **70% de renouvelable** dans le mix avec ~6GW de capacités éolien terrestre, 27GW de capacités solaire, et 10GW de capacités éolien offshore en 2030

## FONDAMENTAUX DE MARCHÉ

### EVOLUTION DU PRIX SPOT MOYEN



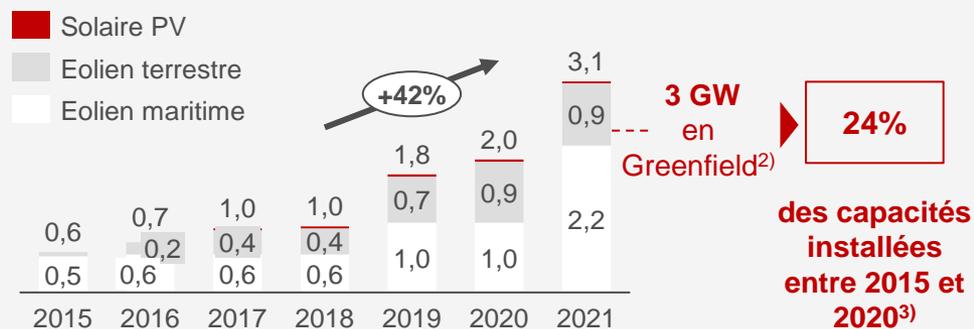
### LCOE 2020 PAR TECHNOLOGIE



1) Donnée issue du dernier rapport IEA 2020 pour une installation de 50MW et un WACC à 7% (taux de change USD/EUR = 0,86)

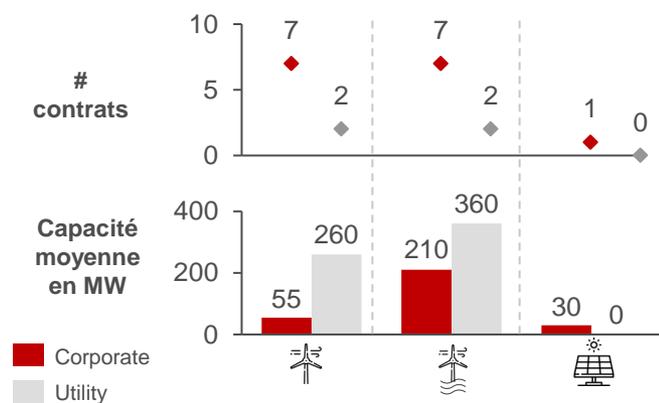
# Les Pays-Bas sont un marché PPA dynamique porté par le développement des capacités d'éoliens offshore greenfield

## ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE [2015-2021, en GW]

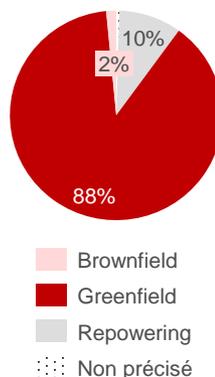


- Prix moyen indicatif des PPA<sup>4)</sup> en H1 2020:
  - Eolien terrestre : [40-45 €/] MWh
  - PV : [45-50 €/] MWh
- Durée moyenne des contrats (*Greenfield*) : 14 ans
- Majoritairement des « *Sleeved PPA* » et des « *On-site PPA* »

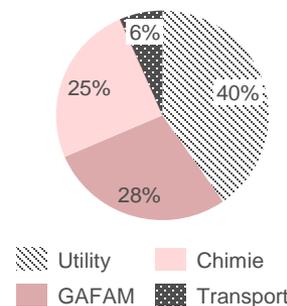
## CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PPA [2015-2021] [en % de MW PPA signés]



### Type d'installation



### Type d'offtaker



### Top 5 acteurs



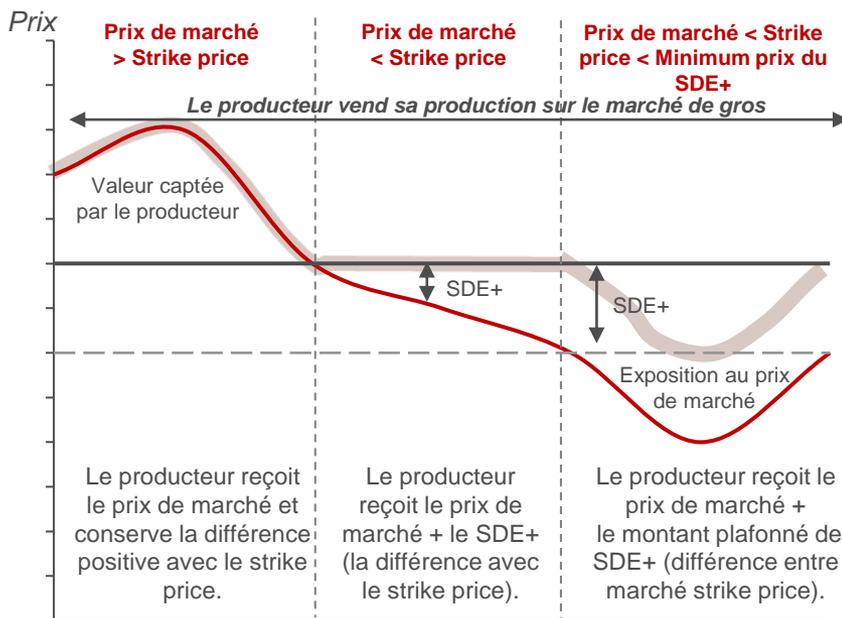
1) Jusqu'en septembre 2021. 2) Inclus le Repowering 3) Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques. 4) Fourchette estimée grâce aux données Zeigo, plateforme d'intermédiation de C-PPA.

Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte,, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

# L'accès des PPA au mécanisme de soutien public néerlandais a permis l'émergence de ces contrats sous un modèle tarifaire complémentaire couvrant les risques de volatilité des prix

## MODÈLE DE RÉMUNÉRATION SDE+<sup>1)</sup>

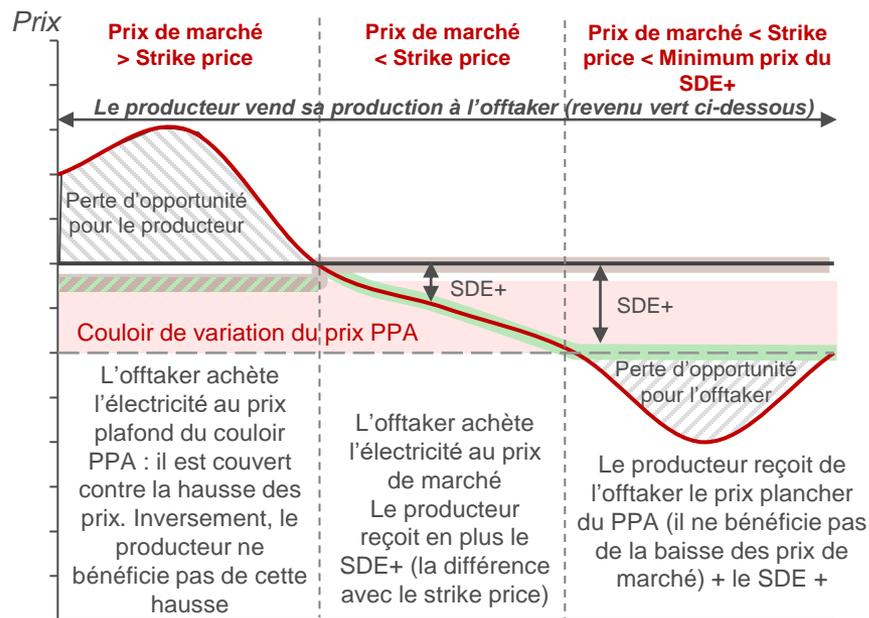
- En vigueur depuis 2011, le mécanisme SDE+ est une subvention sous forme de complément de rémunération obtenue par enchère – FIP variable - par les installations de production renouvelable pour une période de 15 ans<sup>2)</sup>.
- Le complément de rémunération étant plafonné, le développeur reste exposé au risque de baisse importante du prix de l'électricité sur le marché de gros.



## MODELE DE RÉMUNÉRATION SDE+<sup>1)</sup> AVEC PPA

- Les développeurs ont exploité la possibilité de cumuler mécanisme SDE+ et PPA pour se prémunir contre l'exposition au risque prix à la baisse, en swappant avec l'offtaker ce risque contre l'opportunité de gain à la hausse des prix : les revenus du producteur sont couverts

*Schéma simplifié ci-dessous : en pratique, les prix du PPA dans le couloir reflètent la compensation des risques entre parties et permettent au producteur de générer une marge par rapport au système SDE+*



— Wholesale price — Strike price - - Prix plancher du SDE+ — Revenu du producteur €/ MWh — Couloir de variation du prix PPA — Paiement par l'offtaker €/ MWh

1) Besluit Stimuleren Duurzame Energieproductie, modèle d'enchère en « Pay-as-bid ». 2) SDE++ est identique à la différence que l'enchère est réalisée sur la réduction d'émissions  
 Source : "Auctions for the support of renewable energy in the Netherlands" AURES, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

# Hors mécanisme SDE+, les parcs éoliens offshore issus des récents appels d'offres non subventionnés assurent une partie de leurs revenus long terme via la signature de PPA

**En 2017 et 2019, les Pays-Bas ont lancé deux appels d'offre éolien offshore non « directement » subventionnés via le mécanisme SDE+**

DESCRIPTIF DES APPELS D'OFFRES SANS SUBVENTION DE 2017 ET 2019 :

**Dates** : 2017 & 2019

**Caractéristiques des sites** :

- Site I et II de la zone éolienne de Hollandse Kust (Zuid) (2 fois 350MW)
- Site III et IV de la zone éolienne Hollandse Kust Noord (700MW)

**Critères de sélection du/des lauréat(s)** :

- Les connaissances et l'expérience des parties concernées
- La qualité de la conception du parc éolien
- La capacité du parc éolien
- Les coûts sociaux

**Éléments attribués par appels d'offres** :

- Permis de construire
- **Prise en charge par le TSO des coûts de raccordement (subvention indirecte)**

- A noter que, si la procédure n'avait donné lieu à aucune offre satisfaisante, une procédure d'appel d'offres comprenant des subventions était prévue.

**Le lauréat des deux appels d'offre, Vattenfall, assure une partie de ses revenus long-terme via la signature de C-PPA**

- Vattenfall a été sélectionné pour les 2 appels d'offre face à Ørsted, Engie et le consortium Witwind, composé de Shell, Van Oord et Eneco.
- La prise en charge du raccordement reste un élément clés dans l'émergence des projets hors mécanismes de complément de rémunération : « Avec le soutien en termes de fourniture de la sous-station et la connexion au réseau, ce sont des parties très importantes qui ont permis à Vattenfall de prendre la décision de soumissionner » - Gunnar Groebler, Vattenfalls Business Area Wind.
- Vattenfall paiera environ ~2M€ / an pour chacun des deux projets, comme droit d'usage de cette espace dans les eaux territoriales néerlandaises.
- Néanmoins, la compagnie affiche la volonté de sécuriser ses flux de revenus, et limiter son exposition au marché de gros, en recherchant des offtakers :



Air Liquide

– Dans le cadre d'un contrat de 15 ans, **Air Liquide achètera 100 GWh d'électricité** par an générée par 25 MW du parc éolien offshore du parc.



We create chemistry

– BASF, en plus d'acquérir une part minoritaire (de 49%) dans le projet pour un montant de 300 M€<sup>1)</sup>, signe un PPA avec Vattenfall pour acquérir 49% des volumes d'électricité produits par les 2 parcs.

1) Cette valorisation tient compte du stade de développement du pool de projets en question. BASF s'engage parallèlement à investir 1,6 milliard d'euros.

# La croissance des PPA aux Pays-Bas s'explique également par la présence d'industriels électro-intensifs ayant pris des engagements publics de décarbonation et disposant d'une bonne qualité de signature

## Similairement aux pays nordiques, les Pays-Bas présentent un gisement d'offtakers de PPA important permettant l'amorce du marché

- La première vague de contrats PPA aux Pays-Bas débute dès la première moitié des années 2010 **portée par les entreprises tech**.
- Cette typologie d'acteurs (GAFAM) est à l'origine de l'essor de ces contrats PPA d'abord aux USA, puis dans les pays Nord Européens. Ce sont des entreprises très énergivores, notamment leurs datacenters, et à forte appétence pour les facteurs de verdissement de leur fourniture énergétique.
- A cela s'ajoute un **grand nombre d'industries chimiques** (19 du top 25 des industriels de la chimie ont des activités « significatives » aux Pays-Bas) dont certaines ont pris des engagements sur leur approvisionnement électrique (RE100<sup>1</sup>).
- Dès 2016, de nouvelles modalités de contractualisation émergent avec **un premier PPA multi-offtaker** réunissant 4 industriels sous forme d'un consortium : AkzoNobel, DSM, Google et Philips. (Voir Etude de cas). Sur un autre modèle, le **Dutch Corporate PPA Collective** est une initiative privée, lancée en 2020 qui vise à ouvrir le PPA aux PME.

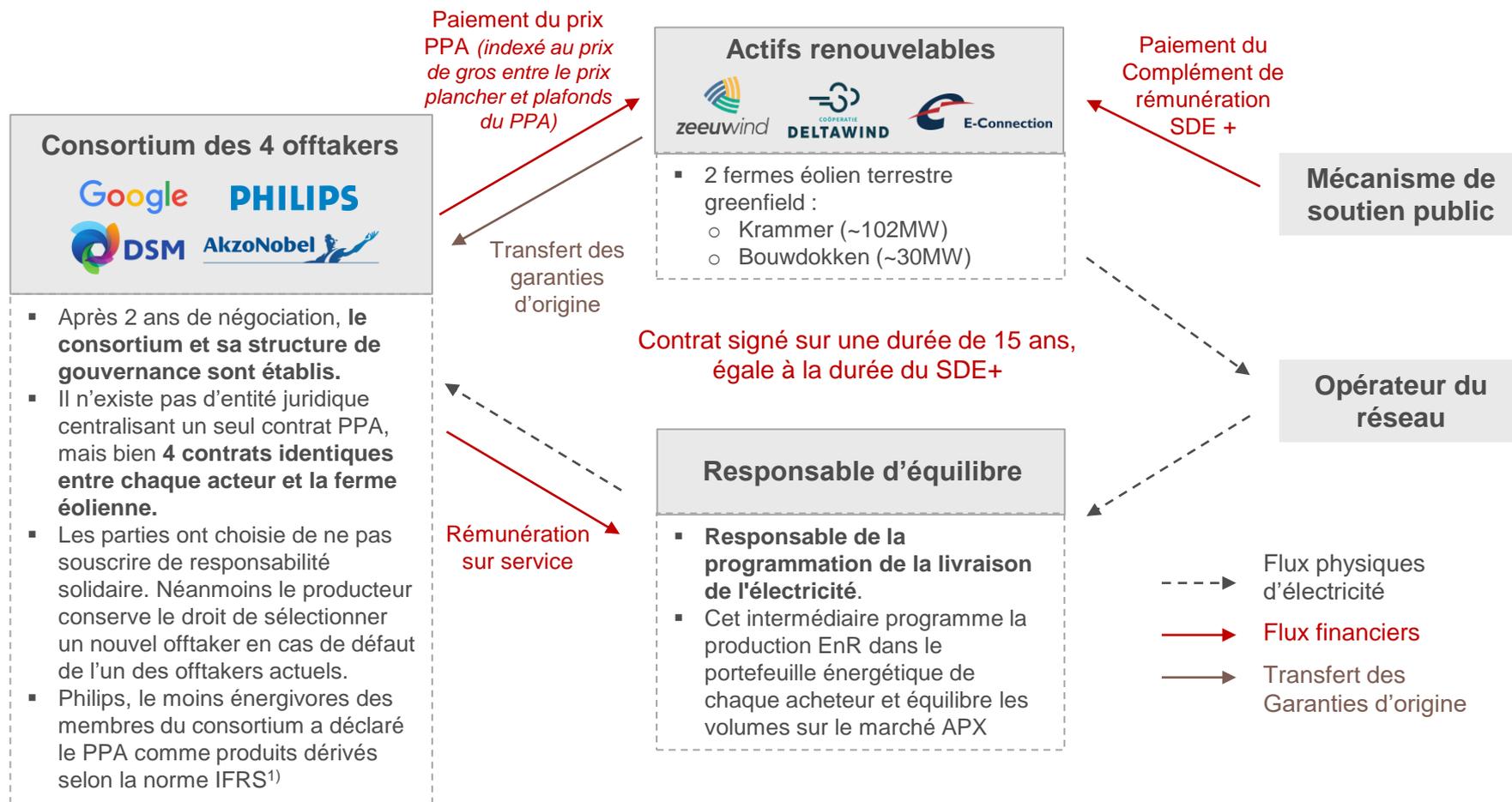
## EXEMPLE DE PPA SIGNES AUX PAYS-BAS

Date <sup>2)</sup>	Offtaker	Producteur	Capacité	Technologie
2014			62 MW	Eolien terrestre
2019			90 MW	Eolien terrestre
2021			250 MW	Eolien terrestre
2021			25 MW	Eolien terrestre
2021			742 MW	Eolien terrestre
2016	Consortium		102 MW	Eolien terrestre

1) RE100 est une organisation non gouvernementale dirigée par The Climate Group en partenariat avec l'association CDP (Carbon Disclosure Project) qui rassemble des centaines de grandes entreprises qui s'engagent à s'approvisionner à 100% d'électricité d'origine renouvelable. . 2) Date de signature du contrat

# Ce premier contrat PPA multi-offtaker illustre la complémentarité des contrats PPA avec les mécanismes de soutien public ...

## STRUCTURE DU CONTRAT PPA MULTI-ACTEURS : FLUX PHYSIQUES ET FINANCIERS



1) Un contrat PPA est qualifié d'instrument financier dérivé dans le cadre de la norme IFRS 9, s'il n'est pas prouvé que l'entité consommatrice a un lien direct de consommation (profil, raccordement ect.) « suffisant » pour que le PPA soit considéré comme un contrat de location.

# Agenda

---

- 1 | Conclusions de l'étude
- 2 | Panorama des 11 pays du panel
- 3 | **Analyse détaillée par pays**
  - Espagne
  - Royaume-Uni
  - Norvège et Suède
  - Pays-Bas
  - Allemagne**
  - Finlande
  - Belgique
  - Italie
  - Danemark
  - France
- 4 | Annexes

# Résumé Exécutif – Allemagne

## EVALUATION DES PRINCIPAUX DRIVERS DE PPA

### Mécanismes publics de soutien aux EnR favorables aux PPA



Longtemps avantageux, les mécanismes d'aides aux EnR ont conduit à un retard de développement des PPA – La baisse du soutien a permis une émergence des PPA depuis 2017



désincitatif – neutre – incitatif

### Atteinte ou anticipation de la parité réseau



La parité réseau est atteinte pour le PV, notamment du fait du prix élevé de l'électricité.



non atteinte – atteinte proche – atteinte

### Intensité carbone du mix électrique réseau



Le mix électrique allemand reste fortement carboné



décarboné – carboné – très carboné

## RESUME EXECUTIF – DÉTERMINANTS DE LA DYNAMIQUE DE DÉVELOPPEMENT DES PPA

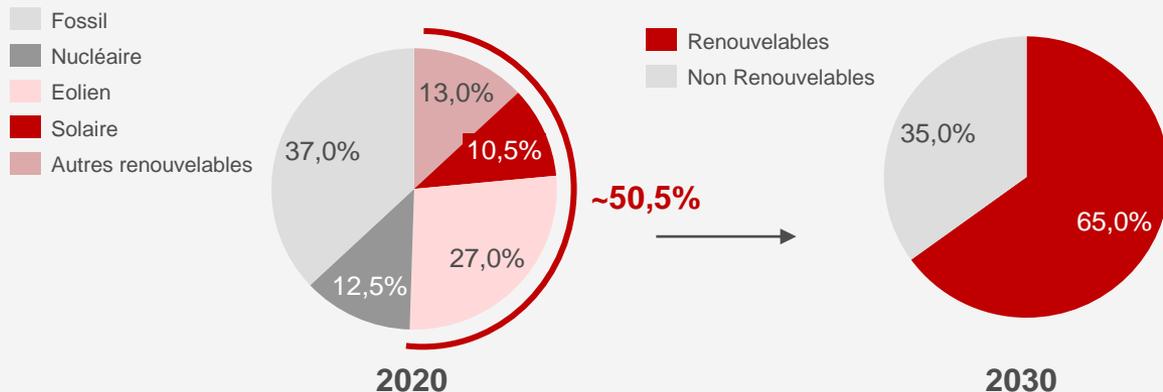
- Les mécanismes d'aides au développement aux EnR sont mis en place dès la fin des années 1990 en Allemagne et se veulent très confortables pour les développeurs
- Afin d'encourager le développement marchand des EnR, notamment à travers les PPA, le niveau de soutien de ces mécanismes a été réduit progressivement. Aujourd'hui des réflexions sont menées pour encourager explicitement le développement des PPA
- De nombreuses installations en sortie d'OA dans les années à venir vont conduire à une forte hausse des PPA associés aux actifs Brownfield
- La parité réseau a été atteinte pour le solaire et en voie de l'être pour l'éolien
- Le marché voit émerger des offres de financement de projets non subventionnés



# Avec le choix de sortir du nucléaire et du charbon, l'Allemagne prévoit de décarboner à 90% son électricité d'ici 2030

## MIX ELECTRIQUE ET OBJECTIFS 2030 DE L'ALLEMAGNE

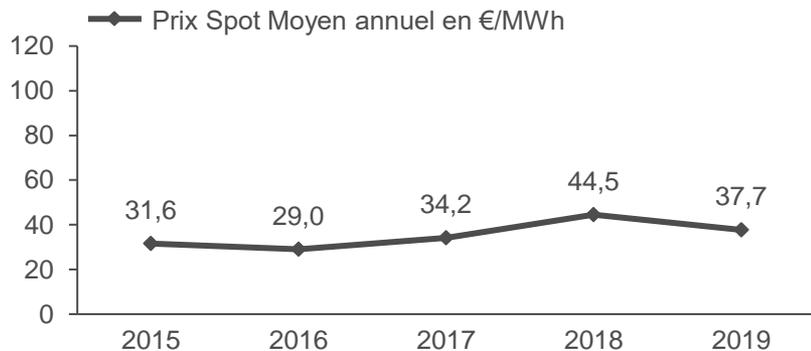
PART DE RENOUVELABLES DANS LE MIX ELECTRIQUE ACTUEL ET PROJECTIONS [2020-2035, en %]



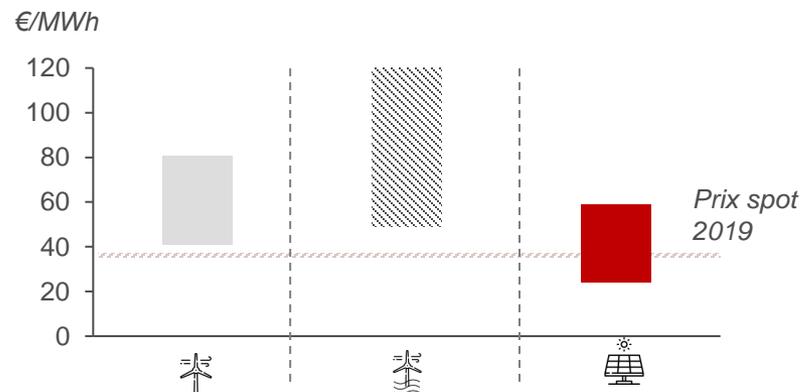
L'objectif du National Energy and Climate Plan prévoit d'atteindre au **moins 65% de renouvelable** dans son mix électrique d'ici 2030 avec et 88% d'ici 2040  
L'Allemagne vise une capacité installée de **150GW pour le solaire** et de **95GW pour le l'éolien**

## FONDAMENTAUX DE MARCHÉ

### EVOLUTION DU PRIX SPOT MOYEN

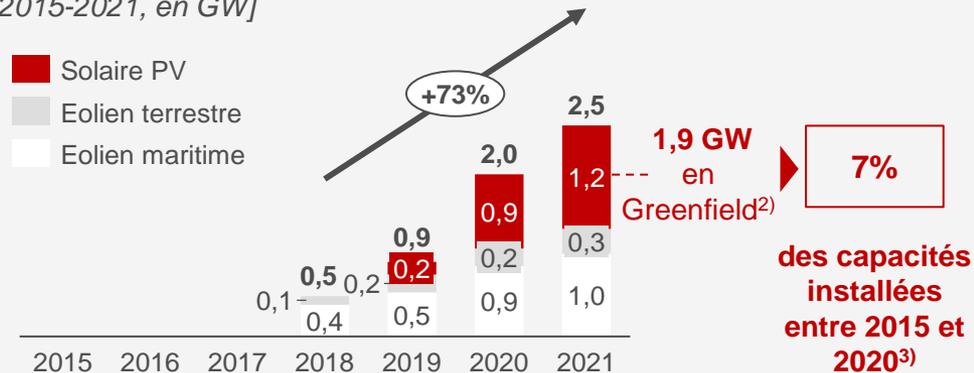


### LCOE 2020 PAR TECHNOLOGIE



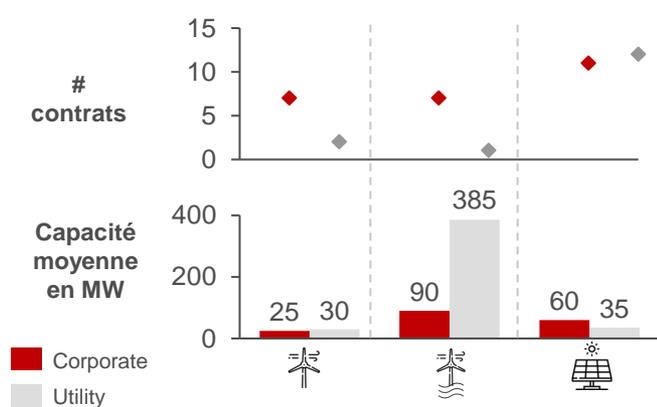
# Le marché des PPA en Allemagne a débuté en 2018 avec des installations d'éolien en mer, puis s'est accéléré en 2020 grâce à la montée du solaire

**ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA**  
CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE  
[2015-2021, en GW]

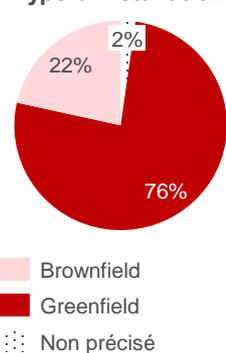


- Prix moyen par technologie des PPA<sup>4)</sup> en H1 2020 :
  - Solaire : [43 – 48 €/MWh]
  - Eolien terrestre : [40 – 45 €/MWh]
- Durée moyenne des contrats : 11 ans
- En sortie d'OA, plusieurs centrales « citoyennes » pourraient être rachetées par des opérateurs « professionnels » et utilisées dans le cadre de PPA Brownfield

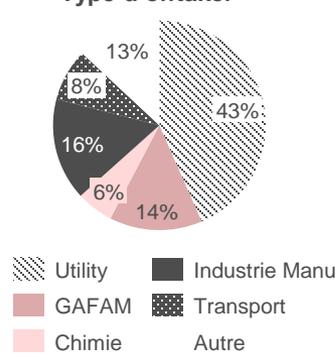
**CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PPA [2015-2021] [en % de MW PPA signés]**



**Type d'installation**



**Type d'offtaker**



**Top 5 acteurs**



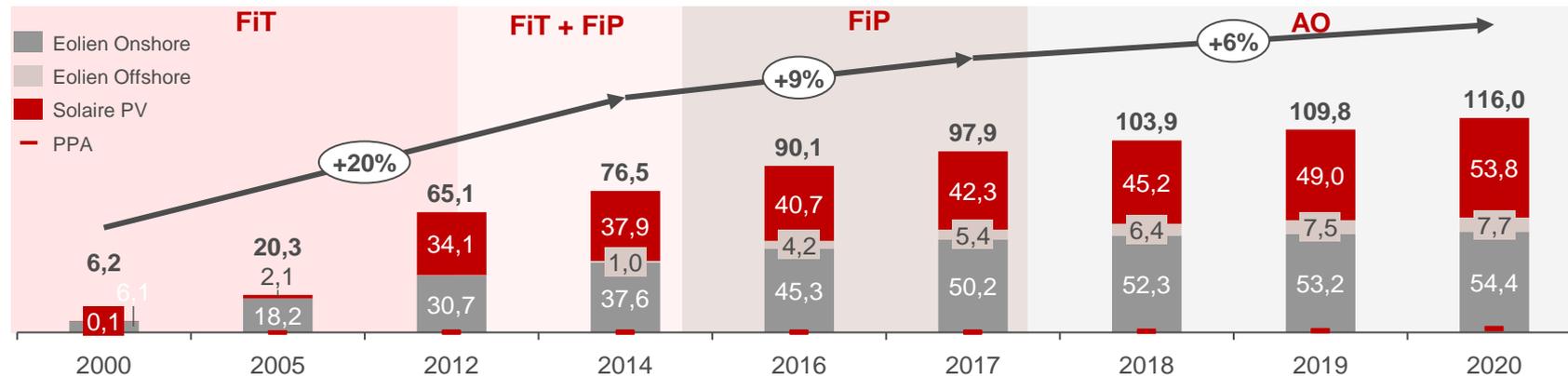
1) Jusqu'en septembre 2021. 2) Inclus le Repowering 3) Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques. 4) Fourchette estimée grâce aux données Zeigo, plateforme d'intermédiation de C-PPA.

Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte,, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

# Les mécanismes d'aide aux énergies renouvelables pionniers, très attractifs et longtemps mis en place expliquent le démarrage tardif des PPA

<b>A</b> 2000 - 2014 Lancement de l'EEG et citoyens producteurs	<b>B</b> 2014 - 2017 L'EEG 2.0	<b>C</b> 2017 - 2020 Introduction d'un système d'enchères
<ul style="list-style-type: none"> <li>Lancement du <b>Renewable Energy Act (EEG)</b> et mise en place d'un <b>FIT par technologie</b> et taille d'installation, valable pour une <b>durée de 20 ans</b> – L'EEG est financé par une surtaxe sur les consommateurs</li> <li>Plus d'1GW de capacité en éolien terrestre installé dès la première année d'entrée en vigueur du FIT et 3,2GW à fin 2002.</li> <li>Les capacités sont principalement installées par des <b>communautés citoyennes</b></li> <li><b>2012: Dégressivité du FIT et introduction du FiP = Valeur référence</b> (défini par installation) - <b>Prix mensuel moyen de l'électricité</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Fin du FIT pour les nouvelles installations : seul le FiP est maintenu</b></li> <li>Définition de corridors de volume déploiement (= trajectoire plafond de capacité installée) par technologie</li> <li>Eolien et PV : en cas de prix négatifs pendant plus de 6 heures, paiement du tarif d'achat suspendu</li> <li>Expérimentation d'un système d'enchères</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Introduction d'un <b>système d'enchère (pay-as-bid)</b> pour inciter à la concurrence et faire baisser les prix (à l'exception des petites installations)</li> <li>Appels d'offres spécialisés et technologiquement neutres « dits innovation »</li> <li><b>Baisse des valeurs de référence par technologie</b></li> <li><b>Baisse des prix du FiP</b> (de 9,17 ct/kWh pour les pilotes en 2015 à 5,27 ct/kWh en 2020)</li> </ul> <p>→ <b>Baisse des projets citoyens, hausse des capacités développées par des acteurs professionnels plus à même de développer des PPA</b></p>
<p><i><b>Nous notons que le mécanisme nommé FiP ici correspond en réalité à un CfD</b></i></p>		

CAPACITÉS INSTALLÉES CUMULÉES PAR TECHNOLOGIE [2000-2020, en GW]



# Le marché des PPA en Allemagne devrait connaître une forte croissance dans les années à venir, portée principalement par des actifs Brownfield en sortie d'OA

→ L'Allemagne devrait connaître une forte hausse des PPA dans les années à venir compte tenu de l'attractivité croissante des PPA, et ce, dans plusieurs cas d'usages.

→ La croissance du marché des PPA devrait être principalement portée par le Brownfield, en raison des nombreuses installations sous FiT et FiP arrivant à échéances dans les années à venir

CAS D'USAGE	TYPE D'ACTIFS	VENTE GO	CUMUL SOUTIEN	TYPE DE PPA	AVANTAGES
<b>1 Développeurs sous FiP</b>	Brownfield	✗	✓	Tout type sauf on-site PPA	Intéressant pour les offtakers souhaitant se couvrir contre les risques sur les prix de l'électricité
<b>2 Développeurs renonçant aux enchères et FiP</b>	Greenfield et Brownfield	✓	✗	Tout type	Moins d'obstacles juridiques et permet de développer des parcs en plus des volumes limités prévus sous OA
<b>3 Développeurs anciennement sous FiT/FiP</b>	Brownfield sortie d'OA	✓	✗	Tout type	Sécurise les revenus d'un parc sur la deuxième partie de sa vie

# Consciente du potentiel des PPA, l'agence de l'environnement Dena a fait une liste de recommandations à l'Etat allemand pour stimuler ce marché

## Drivers de PPA

- **Réduction du niveau de soutien des mécanismes** d'aide rendant plus attractifs les PPA greenfield (ex: baisse FiP)
- **Complexité et coûts de participation** aux appels d'offre pour les petits développeurs
- Modifications régulières des mécanismes de soutien et manque de stabilité du cadre réglementaire
- **Sortie d'OA des premiers projets entrés sous FiT / FiP**
- **Emergence d'offres de financement destinées aux projets renouvelables non subventionnés**  
*Exemple: L'Umweltbank avec des près de 25 ans, sous condition d'un PPA à prix fixe de 5 ans minimum*
- **Hausse récente des prix de l'électricité**
- Tendance des corporates à vouloir **recupérer des garanties d'origine et communiquer** sur le verdissement de leur consommation

## Recommandations de Dena au gouvernement

### A court terme

- En cas d'ajustement de l'EEG, **vérifier que les nouvelles mesures ne réduisent pas l'expansion des projets sans subventions** (ex: élargissement du mécanisme d'aide à de plus petites installations qui auraient pu se développer en PPA)
- **Réduire voire éliminer la surtaxe EEG sur l'électricité verte** (s'appliquant également dans le cas de PPA) → Désincite les industriels à la consommation électrique
- **Eviter la mise en place de mécanismes d'aides publiques complémentaires** pour les installations en sortie d'OA

### A moyen terme

- **Accélérer la délivrance d'autorisations** pour les nouveaux projets
- Prévoir un objectif en termes d'espaces et de superficies dédiées au développement des projets EnR
- **Promouvoir l'utilisation des PPA** (ex: créer une norme de marché ) et **expliciter leur pertinence**
- Inciter le **secteur public à développer des PPA**

### A long terme

- **Promouvoir les modèles de PPA avantageux**: PPA virtuels et PPA avec modèle de mutualisation à la demande (Club PPA)

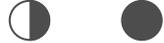
# Agenda

---

- 1 | Conclusions de l'étude
- 2 | Panorama des 11 pays du panel
- 3 | **Analyse détaillée par pays**
  - Espagne
  - Royaume-Uni
  - Norvège et Suède
  - Pays-Bas
  - Allemagne
  - Finlande**
  - Belgique
  - Italie
  - Danemark
  - France
- 4 | Annexes

## Résumé Exécutif – Finlande

### EVALUATION DES PRINCIPAUX DRIVERS DE PPA

<p><b>Mécanismes publics de soutien aux EnR favorables aux PPA</b></p> <p></p> <p><i>Le mécanisme de soutien d'Etat – FiP Variable avec AO - expose les producteurs aux prix de marché. Les développeurs profitent du possible cumul entre FiP et PPA pour couvrir ce risque. L'incertitude qui existe depuis 2020 sur la tenue de futurs AO stimule aussi le développement de capacité via PPA.</i></p> <p></p> <p>désincitatif – neutre - incitatif</p>	<p><b>Atteinte ou anticipation de la parité réseau</b></p> <p></p> <p><i>Pas de données fiables sur les LCOE</i></p> <p></p> <p>non atteinte – atteinte proche - atteinte</p>	<p><b>Intensité carbone du mix électrique réseau</b></p> <p></p> <p><i>La fourniture d'électricité en Finlande repose sur des importations à hauteur de 20%, incitant à de grandes ambitions de développement de parcs éoliens pour atteindre une plus grande indépendance électrique</i></p> <p></p> <p>décarboné – carboné – très carboné</p>
---	--	---

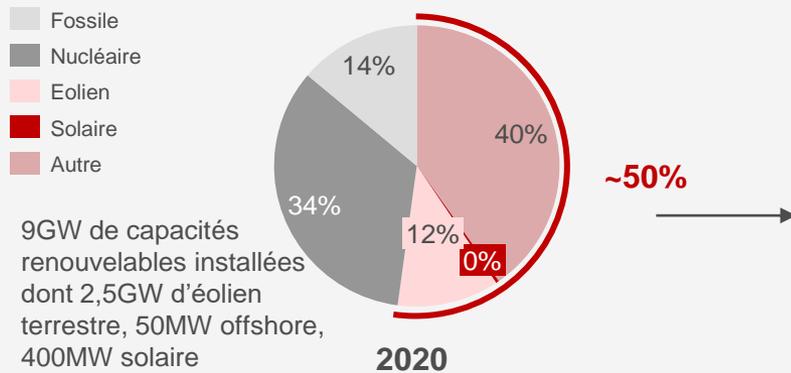
### RESUME EXECUTIF – DÉTERMINANTS DE LA DYNAMIQUE DE DÉVELOPPEMENT DES PPA

- Un mécanisme de soutien public qui induit une exposition au prix de marché
- La volonté étatique de découpler les capacités installées d'éolien.
- La fin du mécanisme de soutien public (FiT) en 2018, et le soutien insuffisant apporté par des AOs technologiquement neutres (2018 et 2019) qui sont limités à 1,4TWh pour la totalité des candidatures.
- La présence de GAFAMs et électro-intensifs en Finlande donnant une dynamique au marché des PPAs, qui s'est renforcée depuis 2018 et qui pourrait prendre le relai avec le mécanisme de soutien public qui serait potentiellement non reconduit.

# La part renouvelable du mix électrique finlandais est portée presque exclusivement par les 2,5GW d'éolien terrestre qui vise à être augmentée à 20GW d'ici 2030

## MIX ELECTRIQUE ET OBJECTIFS 2030 DE LA FINLANDE

PART DE RENOUVELABLES DANS LE MIX ELECTRIQUE ACTUEL ET PROJECTION NECP [2020-2030, en %]



50% de renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2030 et **neutralité carbone en 2035**



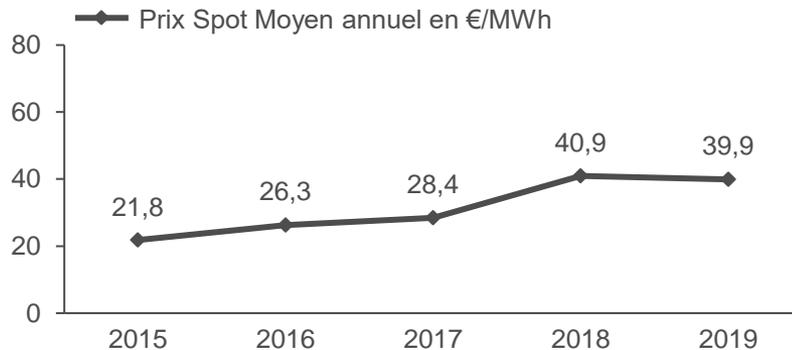
Vise 6GW additionnels en 2024 d'éolien en mer, dont **2GW en projet** en ce moment. <sup>3)</sup>



**18GW d'éolien terrestre** en projet actuellement <sup>3)</sup>

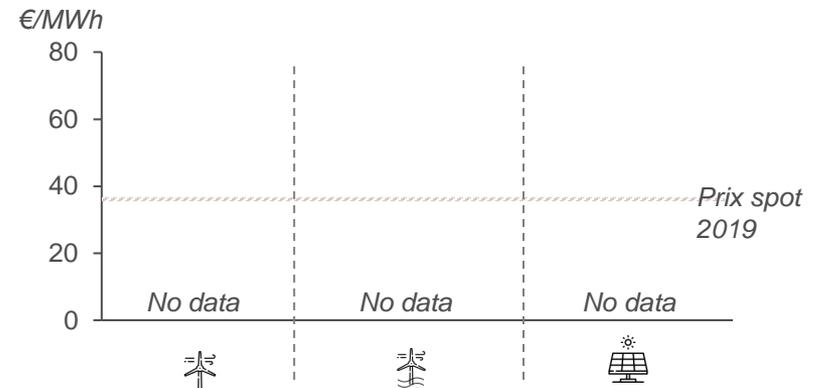
## FONDAMENTAUX DE MARCHÉ

### EVOLUTION DU PRIX SPOT MOYEN



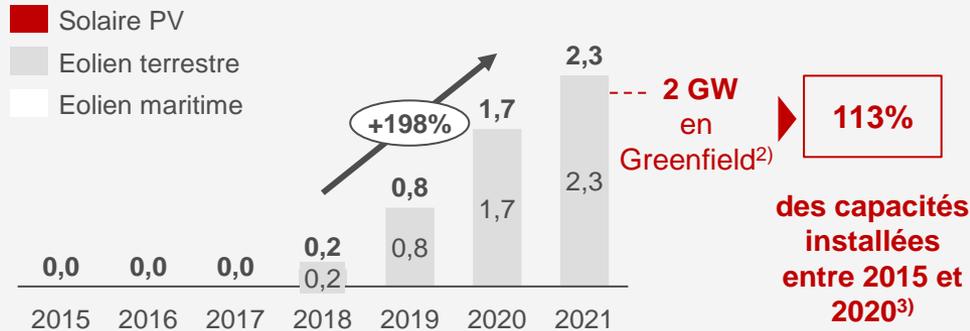
1) Nordpool – Elspot regional price in Finland, 3) Finnish Wind Power Association

### LCOE 2020 PAR TECHNOLOGIE



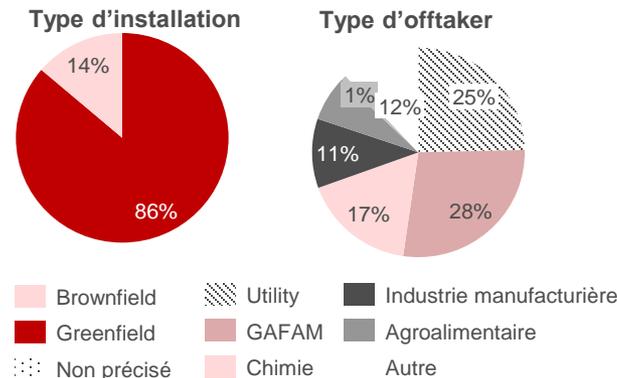
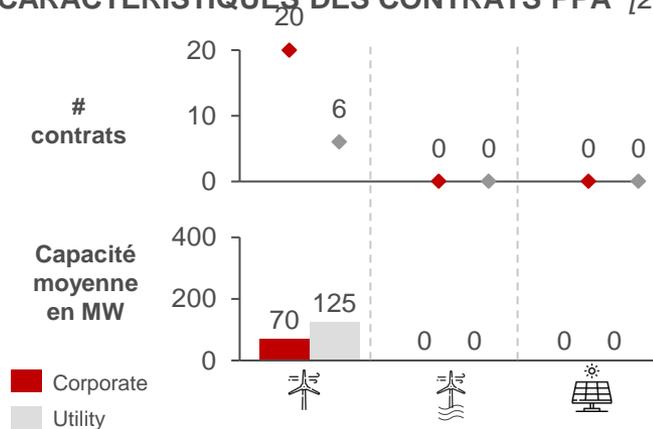
# Le marché des PPAs est exclusivement tourné vers de l'éolien terrestre depuis 2016, avec une vraie accélération depuis 2018 portée par des GAFAM et des grands industriels de la pétrochimie

**ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA**  
CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE  
[2015-2021, en GW]



- Prix moyen indicatif<sup>4</sup>) des PPA en H1 2020 :
  - Eolien terrestre : [29-35]€/MWh
  - Solaire : [40-45]€/MWh
- Durée moyenne des contrats : 10 ans
- Le régulateur accepte à la fois des « **Sleeved PPA** » et « **Synthetic PPA** » sur le principe « baseload » ou « pay-as-produced ».

**CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PPA [2015-2021] [en % de MW PPA signés]**



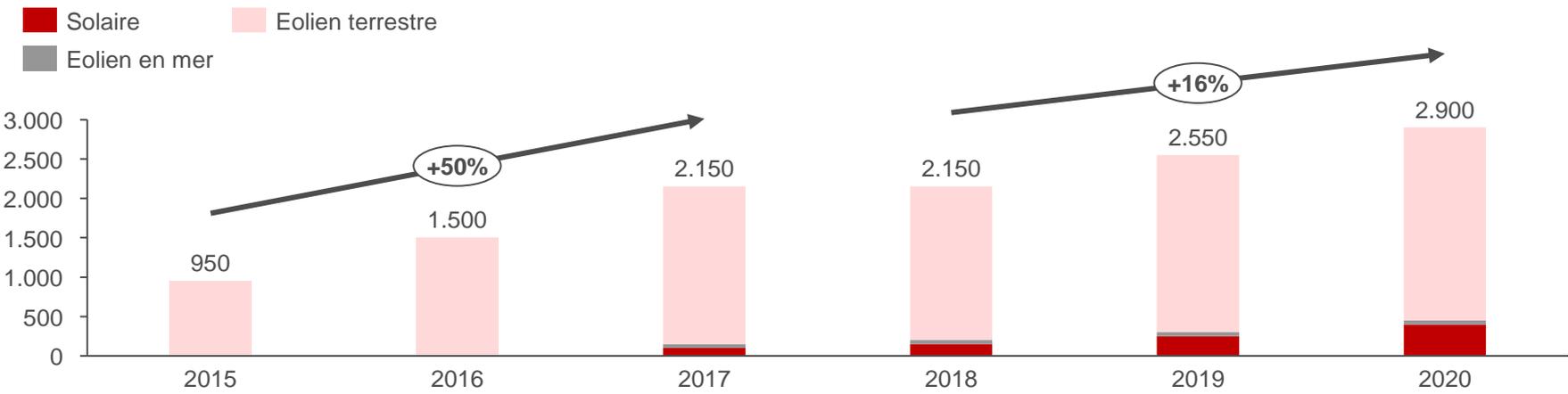
1) Jusqu'en septembre 2021. 2) Inclus le Repowering 3) Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques. 4) Fourchette estimée grâce aux données Zeigo, plateforme d'intermédiation de C-PPA.

Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte,, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

# Le marché des PPAs s'est développé de manière concomitante avec la fin du FiT en 2018 et le manque laissé par le faible soutien proposé lors de l'AO technologiquement neutre

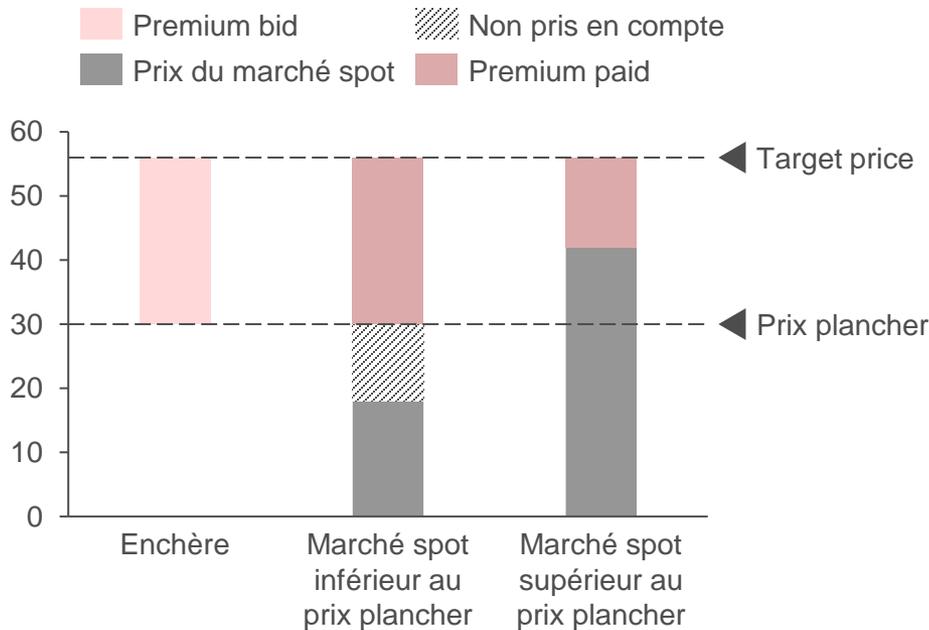
<b>A 2011 – 2017</b> Feed-in-Tariffs	<b>B 2018 – 2019</b> AO technologiquement neutre remporté à 100% par des projets éoliens terrestre	<b>C 2020 – 20XX</b> En cours d'élaboration Incertitudes vis-à-vis du maintien du soutien public
<ul style="list-style-type: none"> <li>A accompagné l'essor de l'éolien terrestre en Finlande</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>AO avec FiP limité à une production totale de 1.4 TWh/an (seuil jugé trop faible par les acteurs)</li> <li>Il a été attribué à <b>100% d'éolien terrestre</b>.</li> <li>Les développeurs critiquent le manque d'accompagnement de technologies solaire et éolien offshore, et souhaiteraient sortir l'éolien terrestre de l'AO.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Non reconduction potentielle des AO (encore en négociation)</li> <li>Cette « menace » pousserait les développeurs à se tourner vers des C-PPA</li> </ul>

CAPACITÉS INSTALLÉES CUMULÉES PAR TECHNOLOGIE [2011-2020, en GW]



# L'AO technologiquement neutre a soutenu exclusivement des projets éolien terrestre par un Feed-in-Premium dont le premium maximal est déterminé lors de l'enchère, ne couvrant pas le producteur face à de faibles prix spot

## FEED-IN-PREMIUM VARIABLE



- Si le marché est à un niveau inférieur au plancher, le premium est du dans son intégralité. Le producteur reste tout de même exposé au prix du marché car il ne reçoit pas la différence entre le prix spot et le prix plancher.
- Si le marché est à un niveau supérieur au plancher, le premium attribué est le complément pour atteindre le prix target.

## REGLES DE L'AO TECHNOLOGIQUEMENT NEUTRE

- L'AO de 2018-2019 a demandé une production minimale par candidature de 800MWh/an et maximale pour la totalité des candidatures de 1,4TWh/an.
  - Une pénalité est appliquée si la production est en dessous du seuil demandé.
- Le soutien est apporté aux projets dont le premium demandé est le plus faible.
  - **Les technologies aux LCOE plus élevés sont donc défavorisées par ce mécanisme.**
- Le soutien apporté au projet gagnant est attribué au niveau de la mise souhaitée, et non au niveau de la plus haute mise de l'appel d'offre
- Le soutien est attribué pour 12 ans
- Des pénalités sont dues en cas de retard de raccordement.

# Agenda

---

- 1 | Conclusions de l'étude
- 2 | Panorama des 11 pays du panel
- 3 | **Analyse détaillée par pays**
  - Espagne
  - Royaume-Uni
  - Norvège et Suède
  - Pays-Bas
  - Allemagne
  - Finlande
  - Belgique**
  - Italie
  - Danemark
  - France
- 4 | Annexes

# Résumé Exécutif – Belgique

## EVALUATION DES PRINCIPAUX DRIVERS DE PPA

### Mécanismes publics de soutien aux EnR favorables aux PPA



Le mécanisme de soutien Belge (Certificat Vert) permet un cumul avec des PPA. En outre, dans le cas de cumul, il permet au producteur de conserver la GO. Pour autant, il fournit à lui seul une rémunération stable et suffisante pour rentabiliser le projet. Ce mécanisme est principalement adopté pour l'éolien offshore.



désincitatif – neutre - incitatif

### Atteinte ou anticipation de la parité réseau



La parité réseau n'est pas atteinte en Belgique en 2019 (données disponibles sur l'éolien offshore). Dans le cas de la Belgique, cette condition n'est pas nécessaire du fait du cumul possible entre mécanisme de soutien public et signature d'un PPA.



non atteinte – atteinte proche - atteinte

### Intensité carbone du mix électrique réseau



Le mix électrique Belge est carboné avec 205gCO2/kWh en moyenne en 2018



décarboné – carboné – très carboné

## RESUME EXECUTIF – DÉTERMINANTS DE LA DYNAMIQUE DE DÉVELOPPEMENT DES PPA

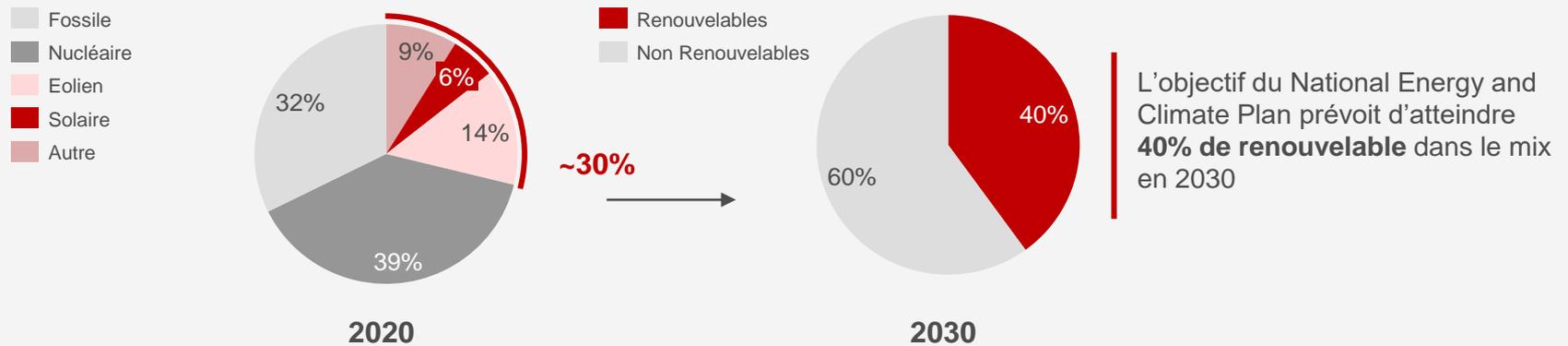
- La Belgique observe un développement modéré des capacités en PPA
- Ces capacités sont principalement issues de champs éoliens offshore
- Ce développement est observé car des PPA peuvent être signés tout en maintenant le bénéfice du mécanisme de soutien public
- Les grands électro-intensifs de la chimie, métallurgie et GAFAM sont les offtakers finaux des PPA signés sur les grands parcs éoliens offshore. Ils y trouvent un intérêt important grâce à la décarbonation de leur activité que permettent ces PPA.



# La Belgique présente un mix électrique avec 30% de capacités renouvelables et souhaite atteindre une part de 40% en 2030

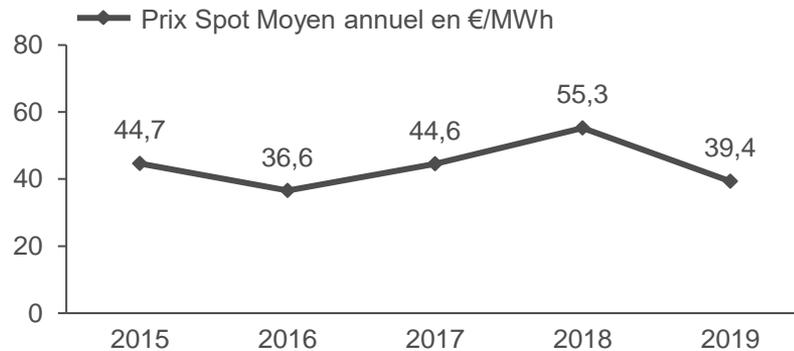
## MIX ELECTRIQUE ET OBJECTIFS 2030 DE LA BELGIQUE

PART DE RENOUVELABLES DANS LE MIX ELECTRIQUE ACTUEL ET PROJECTIONS [2020-2030, en %]

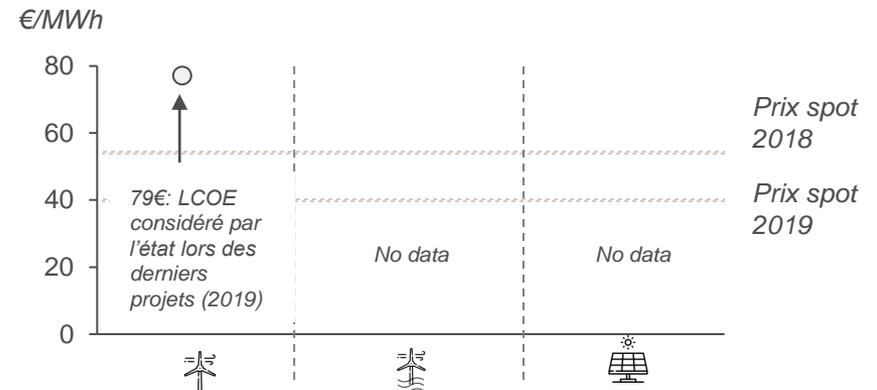


## FONDAMENTAUX DE MARCHÉ

### EVOLUTION DU PRIX SPOT MOYEN



### LCOE 2020 PAR TECHNOLOGIE



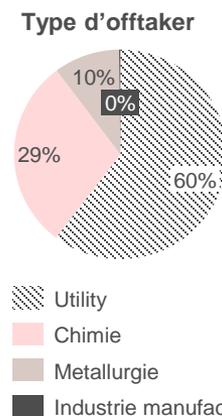
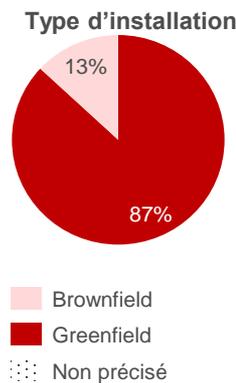
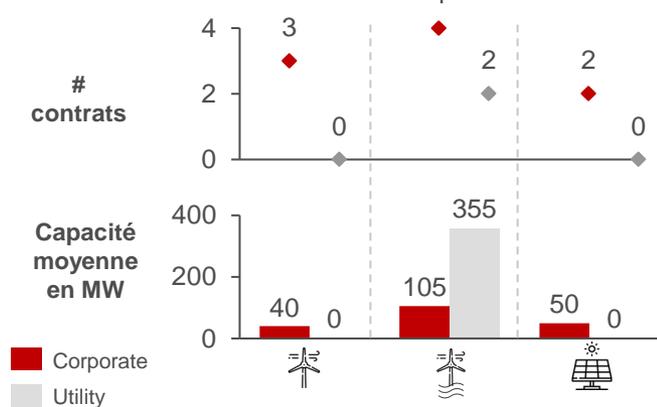
# Le marché des PPAs en Belgique est porté principalement l'éolien en mer depuis ses débuts en 2018, via 40% de contrats corporates avec des acteurs de la chimie et de la métallurgie

**ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA**  
CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE  
[2015-2021, en GW]



- Prix moyen des PPA :
  - Pas d'information trouvée sur les technologies éolienne terrestre et PV
  - Eolien Offshore : strike price CfD 79€/MWh
- Durée moyenne des contrats : 15 ans

**CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PPA [2015-2021] [en % de MW PPA signés]**



**Top 5 acteurs**

Offtaker	Développeurs
Eneco	ENGIE, Eneco
BOREALIS	otary
RWE	Eneco
nyrstar	PARK WIND
covestro	ENGIE
	aspo

1) Jusqu'en septembre 2021. 2) Inclus le Repowering 3) Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques.

Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte,, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

# Le mécanisme de soutien public – certificat vert – est cumulable avec la signature d'un PPA et permet de conserver la GO

- Depuis 2002, la Belgique a mis en œuvre un mécanisme de certificats verts qui peut être traduit en différents mécanismes – c'est en fait un CfD dans le cas de l'éolien offshore.
- Des certificats sont alloués à chaque MWh produits en fonction notamment de l'intensité carbone, de la taille de l'installation et de son âge. Les modalités d'attribution et d'obligation d'achat des CV sont différentes dans chacune des régions.

## Focus sur l'éolien offshore

- Depuis 2017, pour l'éolien offshore – qui dépend de l'état fédéral, le prix des CV est dépendant du LCOE, calculé par asset, fixé par le ministre de l'énergie en prenant en compte un ROI de 12%.
- Elia, le TSO belge, est obligé de racheter aux producteurs leurs certificats verts.
- Valeur du certificat vert = LCOE - prix de référence de l'électricité - la valeur des garanties d'origine.
- Le mécanisme est donc plutôt un CfD
- Le producteur conserve la propriété des garanties d'origine.

### Ce mécanisme permet de cumuler l'aide d'état et la signature d'un PPA

CHAMPS OFFSHORE	DÉVELOPPEUR	OFFTAKER 1	OFFTAKER 2	DETAILS
		100% →	NA	Rentel started producing in 2018 and delivers Total (Lampiris) since 2020
Mermaid		100% →	100% →	
NORTH WESTER2		100% →	25% →	
norther		100% →	23% → 25% →	

**Légende**

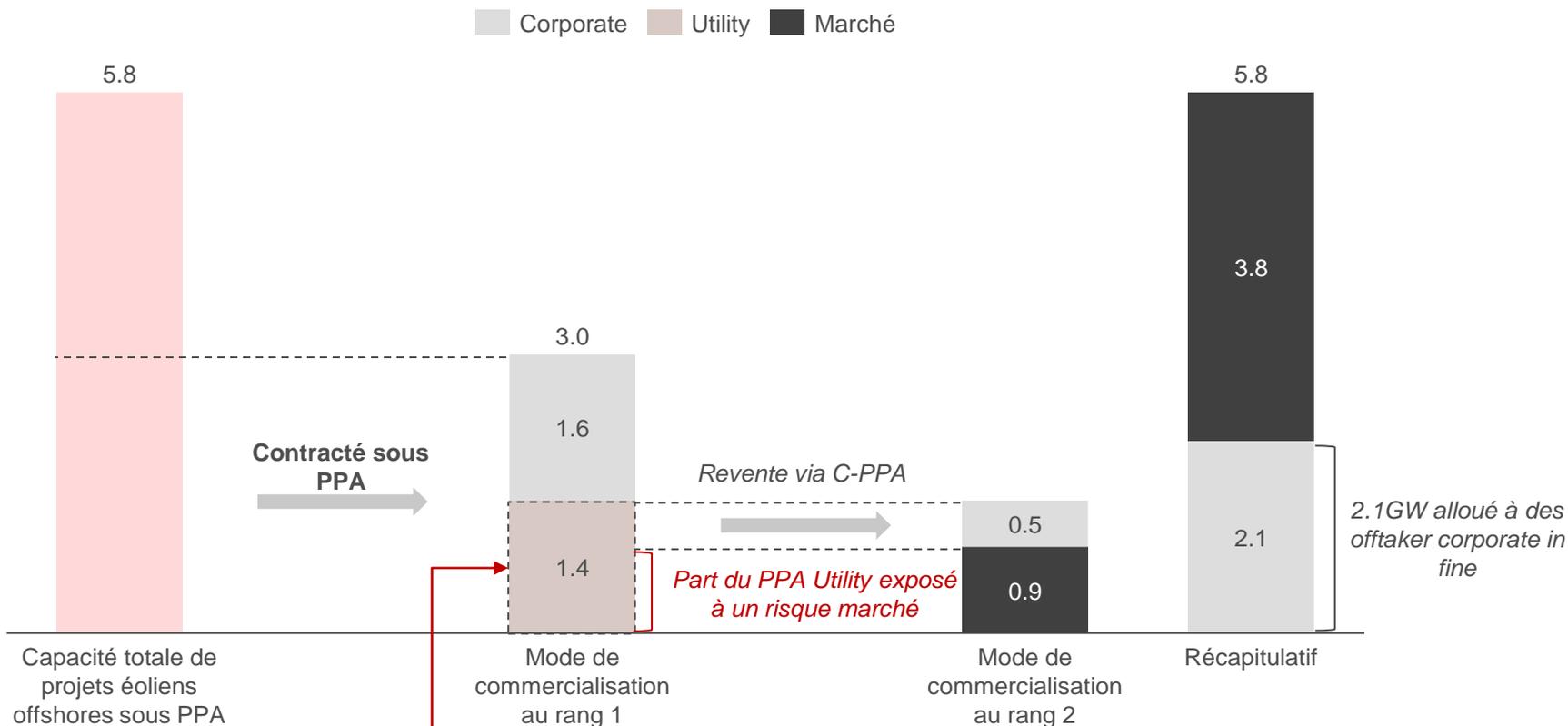
→ PPA

25% Part de la capacité du parc qui est commercialisée par le PPA

# Sur 3GW contracté en PPA, issus de parcs éolien maritime, 1.4GW est contracté par des Utilities, qui en recontractent 0.5 à des corporates, laissant 0.9GW exposé à un risque marché

## PRODUCTION VENDUE VIA PPA

*Eolien maritime, Belgique, Pays-Bas, Danemark [GW]*



*Sur les 1.4GW, ~0.5GW est développé<sup>1)</sup> par le Utility offtaker*

1) Le Utility offtaker n'est pas nécessairement l'actionnaire majoritaire du projet

# Agenda

---

- 1 | Conclusions de l'étude
- 2 | Panorama des 11 pays du panel

- 3 | **Analyse détaillée par pays**

Espagne

Royaume-Uni

Norvège et Suède

Pays-Bas

Allemagne

Finlande

Belgique

**Italie**

Danemark

France

- 4 | Annexes

## Résumé Exécutif - Italie

### EVALUATION DES PRINCIPAUX DRIVERS DE PPA

#### Mécanismes publics de soutien aux EnR favorables aux PPA



Les mécanismes de soutien d'Etat n'autorisent pas le cumul avec des PPA. Une plateforme publique de mise en relation entre développeurs et offtaker est en cours de mise en place.



désincitatif – neutre – incitatif

#### Atteinte ou anticipation de la parité réseau



La parité réseau est atteinte pour l'éolien terrestre et le PV



non atteinte – atteinte proche – atteinte

#### Intensité carbone du mix électrique réseau



Le mix électrique carboné italien devrait stimuler la demande d'acteurs souhaitant verdir leurs opérations



décarboné – carboné – très carboné

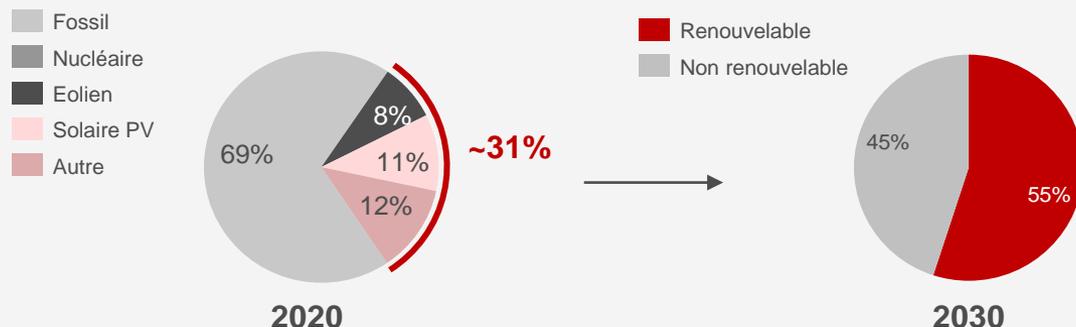
### RESUME EXECUTIF – DÉTERMINANTS DE LA DYNAMIQUE DE DÉVELOPPEMENT DES PPA

- De nombreux changements dans l'environnement réglementaire italien et des réductions rétroactives de subventions ont affectés la confiance des investisseurs envers les soutiens de l'Etat
- Le développement des PPA en Italie est limité par les freins au développement des parcs PV Utility Scale, qui est la filière la plus favorable économiquement
- La lourdeur administrative est un autre frein particulièrement pour la signature d'un PPA greenfield
- L'Etat italien intègre la promotion des PPA dans les mesures à prendre pour atteindre les objectifs 2030 de développement des ENR de la NEPC : il prévoit de lever les freins au développement des parcs PV et de mettre en place une plateforme publique de mise en relation entre producteurs ENR et offtakers pour la réalisation de PPAs (actuellement en phase de démarrage)

# L'Italie présente des objectifs de déploiement EnR ambitieux pour 2030 avec un effort important sur le développement du solaire PV

## MIX ELECTRIQUE ET OBJECTIFS 2030 DE L'ITALIE

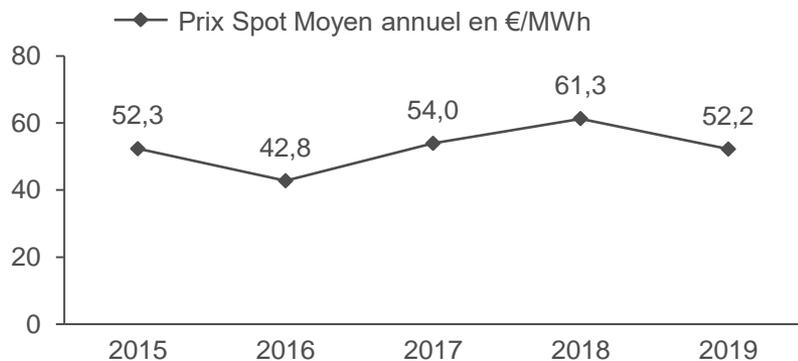
PART DE RENOUVELABLES DANS LE MIX ELECTRIQUE ACTUEL ET PROJECTION NECP [2020-2030, en %]



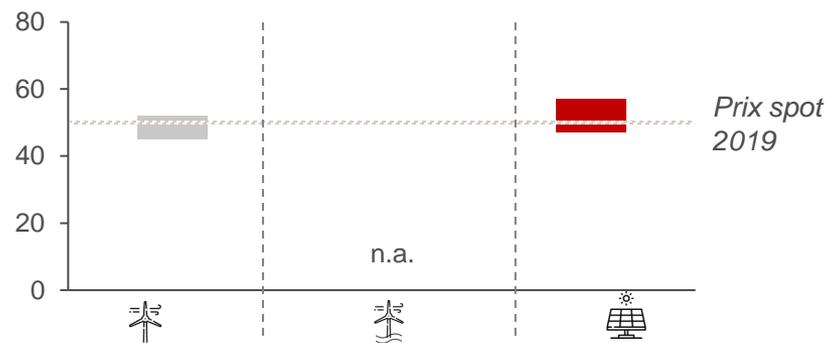
L'objectif 2030 du National Energy and Climate Plan prévoit d'atteindre **55% de renouvelable** dans la consommation électrique avec 19GW de d'éolien terrestre, 1GW d'éolien en mer, et 52GW de solaire installé.

## FONDAMENTAUX DE MARCHÉ

### EVOLUTION DU PRIX SPOT MOYEN



### LCOE 2020 PAR TECHNOLOGIE



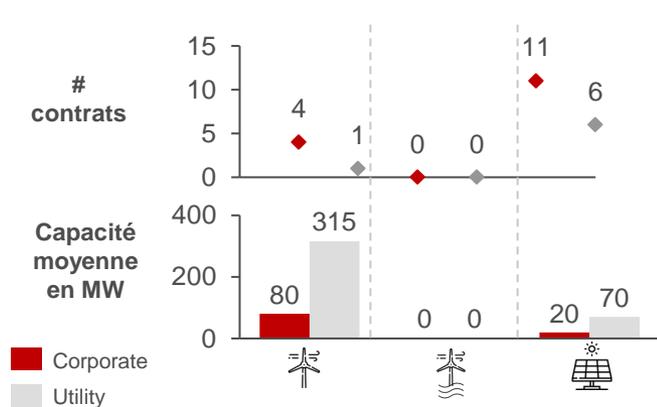
# Le marché des PPAs en Italie a débuté en 2018 et sa croissance a été tirée équitablement par des installations solaires et éoliennes terrestres

## ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE [2015-2021, en GW]

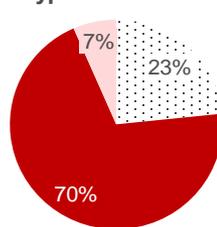


- Prix moyen indicatif des PPA<sup>4)</sup> en Déc. 2020:
  - Global : [45-50€/MWh]
  - Solaire : [40-45 €/MWh]
- Durée moyenne des contrats (*Greenfield*) : 10 ans
- Principalement des « **Sleeved PPA** » et « **On-site PPA** »
- Le modèle de contrat « as produced » apparaît comme le standard de marché, certains gros contrats présentent une composante « baseload »

## CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PPA [2015-2021] [en % de MW PPA signés]

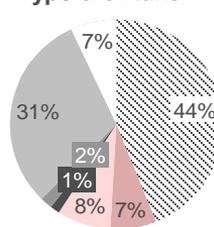


### Type d'installation



- Brownfield
- Greenfield
- Non précisé

### Type d'offtaker



- Utility
- Agroalimentaire
- Industrie
- Chimie
- GAFAM
- Service
- Transport
- Autre

### Top 5 acteurs



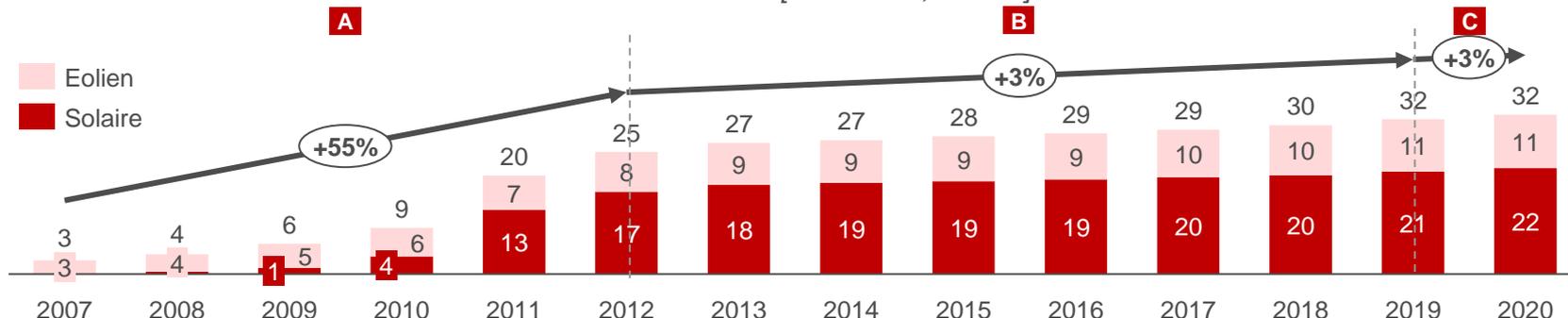
1) Jusqu'en septembre 2021. 2) Inclus le Repowering 3) Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques. 4) Fourchette estimée grâce aux données Pexapark, plateforme d'intermédiation de C-PPA.

Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte,, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

# De nombreux changements dans l'environnement réglementaire italien et des réductions rétroactives de subventions ont affectés la confiance des investisseurs envers les soutiens de l'Etat

<b>A 2007 – 2012</b>	<b>B 2012 – 2019</b>	<b>C 2019 – 2021</b>
Croissance du PV portée par une politique de soutien public	Mise en place de CfD bilatéral <sup>1)</sup> pour les projets hors PV	Retour du PV dans les AO mais peu d'impact sur son développement
<ul style="list-style-type: none"> <li>Mécanisme de soutien Feed-in tarif sous le décret « Conto Energia »</li> <li>Ce mécanisme provoque un développement massif des capacités PV qui passent de 0,4GW en 2008 à 18GW en 2013</li> <li>Fin de ces subventions en 2013 lorsque le budget annuel fixé est atteint (6,7Md€ pour le PV)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nouveau mécanisme de soutien sous forme de FiT pour les faibles capacités (&lt;500kW) et de <b>CfD bilatéral</b> pour les grosses capacités (&gt;500kW), attribué sur 20 ans</li> <li>Le CfD bilatéral est accordé via guichet ouvert (&lt;5MW) et en appels d'offres (&gt;5MW)</li> <li>Le <b>PV est exclus</b> du mécanisme car son développement est jugé au niveau des objectifs italiens</li> <li>CfD bilatéral : soutien égal à la différence entre le prix de marché et le strike price. Remboursement par le producteur si le prix de marché dépasse le strike price. Mécanisme suspendu en cas de prix négatifs</li> <li>Le mécanisme n'induit d'exposition au prix de marché qu'en périodes de prix négatifs</li> <li>En 2014, un décret introduit la possibilité de réduction rétroactive des subventions de la période précédente</li> <li>Pas d'AO en 2015 par manque de budget</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Modification des modalités :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>FiT pour les faibles capacités (&lt;250kW)</li> <li>CfD bilatéral pour grosses capacités (&gt;250kW)</li> </ul> </li> <li>Le CfD bilatéral est accordé via guichet ouvert (&lt;1MW) et en appels d'offres (&gt;1MW)</li> <li><b>Réintégration du PV</b></li> <li>Appels d'offres technologiquement neutre entre éolien et PV</li> <li>Les modalités d'éligibilité aux AO sont restrictives pour le PV, notamment sur la typologie du terrain (friches, anciens terrains industriels désaffectés...)</li> </ul>

CAPACITÉS INSTALLÉES CUMULÉES PAR TECHNOLOGIE [2007-2020, en GW]



1) Appelé FiP par l'Etat italien mais correspond à la description du CfD bilatéral

Source : IRENA, La plateforme verte, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

# Le développement des PPA en Italie est limité par les freins au développement des parcs PV Utility Scale

IMPACT DES PRINCIPAUX FACTEURS SUR LE DÉVELOPPEMENT PV  
*Small Scale (<1MW) – Utility Scale (>1MW)*

Facteurs de développement	PV – Small Scale	PV – Utility Scale
Faible LCOE	✓	✓
Tissu de petits industriels	✓ Pas d'impact car vente directe ou autoconsommation	✗ Non favorable car ce sont les larges électro-intensifs qui vont privilégier les projets avec des capacités importantes
Obtention de permis	✓ Procédure simplifiée pour les projets de petite capacité (jusqu'à 1MW pour certaines régions)	✗ Processus d'obtention de permis particulièrement lent à cause d'un examen environnemental complexe (VIA) et d'une bureaucratie excessive
Connexion au réseau	✓ Demande de connexion au réseau auprès du gestionnaire du réseau de distribution local	✗ Demande de connexion au réseau auprès du gestionnaire du réseau de transport national. Procédure plus lourde et contraignante
Disponibilité terrain	✓ Toiture - Importante disponibilité terrain via les toitures de bâtiments ✗ Sol – Restriction sur la nature des terrains	✗ Restriction sur la nature des terrains
Eligibilité aux subventions	✓ Via guichet ouvert pour les capacités inférieures à 1MW	✗ Difficulté lié aux restrictions terrains <i>Allocation de 0,2GW pour le PV contre 1,4GW pour l'éolien en 5 AO neutre (2019-2020)</i>

**Le Small Scale PV est privilégié en Italie où il se développe grâce aux mécanismes de soutien d'Etat, FIT accordé en guichet ouvert**

*Sur 150MW installés entre janvier et mars 2021, seulement 6MW sont des projets de capacité >1MW*

**Les PPA étant signés principalement auprès de parcs avec des capacités importantes, le développement des PPA PV en Italie est donc limité par les contraintes portant sur le développement des parcs Utility Scale**

# Malgré des conditions économiques favorables, le développement des PPA reste faible à cause d'un environnement contraignant que l'Etat compte adresser via de nouvelles mesures

## DRIVERS ET FREINS AU DEVELOPEMENT DES PPA EN ITALIE

	+ Drivers	- Freins
À date	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parité réseau atteinte avant 2014<sup>1)</sup> pour le solaire et en 2019 pour l'éolien<sup>2)</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fracture Nord-Sud entre offtakers industriels localisés dans le nord du pays et les gisements éolien et solaire se trouvant dans les régions du sud</li> <li>Difficultés liées au faible développement du PV Utility Scale</li> </ul>
	+ Futurs drivers, partiellement en discussion	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Objectif ambitieux de la NEPC (+30GW de PV et +10GW d'éolien pour 2030 i.e. +4GW par an) nécessitant le recours aux PPA. Les capacités allouées lors des AO de l'Etat (4,8GW allouable sur 3 ans durant le décret FER1) seront insuffisantes.</li> <li>Mise en place d'une plateforme publique de mise en relation entre producteurs ENR et offtakers pour la réalisation de PPA (actuellement en phase de démarrage)</li> <li>Nouveau décret (Decreto FER 2) en discussion :             <ul style="list-style-type: none"> <li>Simplification des procédures d'obtention des permis pour le PV Utility Scale</li> <li>Assouplissement des restrictions sur la typologie des terrains</li> </ul> </li> </ul>	

*L'Etat italien intègre la promotion des PPA dans les mesures à prendre pour atteindre les objectifs 2030 de développement des ENR de la NEPC*

1) Rapport Deutsche Bank 2015, 2) Watson Farley & Williams : premier projet éolien avec parité réseau en 2019

Source : Deutsche Bank, WFW, GSE, NEPC2019, La plateforme verte, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

# Agenda

---

- 1 | Conclusions de l'étude
- 2 | Panorama des 11 pays du panel

- 3 | Analyse détaillée par pays**

Espagne

Royaume-Uni

Norvège et Suède

Pays-Bas

Allemagne

Finlande

Belgique

Italie

**Danemark**

France

- 4 | Annexes

# Résumé Exécutif - Danemark

## EVALUATION DES PRINCIPAUX DRIVERS DE PPA

### Mécanismes publics de soutien aux EnR favorables aux PPA



*Il n'existe pas de mécanisme explicitement incitatif au développement des PPA.*



### Atteinte ou anticipation de la parité réseau

*Pas de données fiables sur les LCOE*



### Intensité carbone du mix électrique réseau



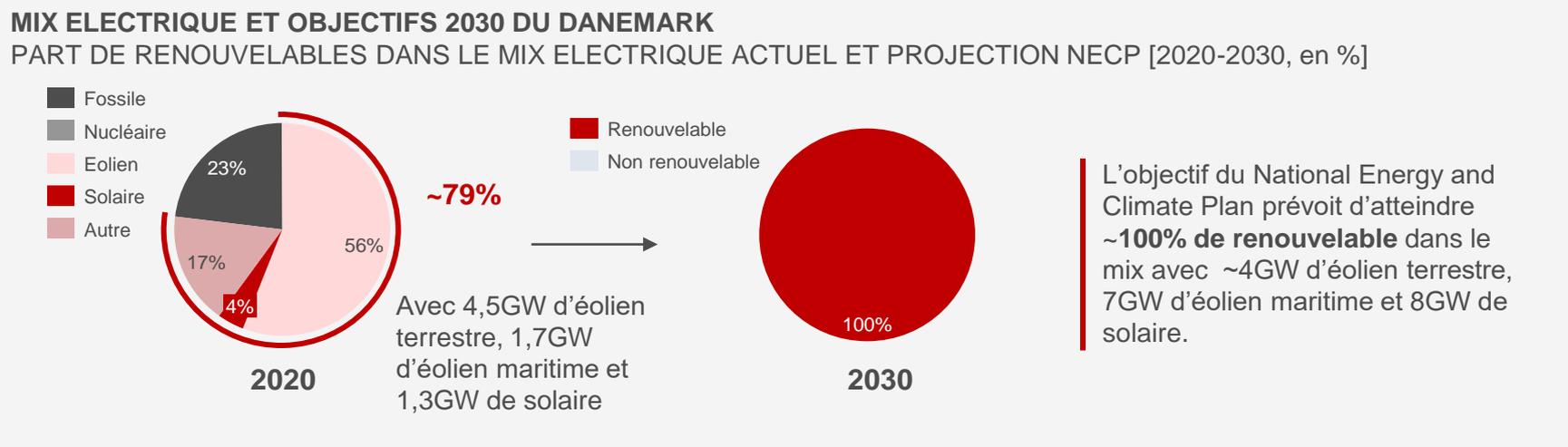
*Malgré 80% d'électricité issue du renouvelable, le mix électrique danois reste carboné. Le Danemark vise à tripler la capacité installée d'éolien en mer et quadrupler celle de solaire*



## RESUME EXECUTIF – DÉTERMINANTS DE LA DYNAMIQUE DE DÉVELOPPEMENT DES PPA

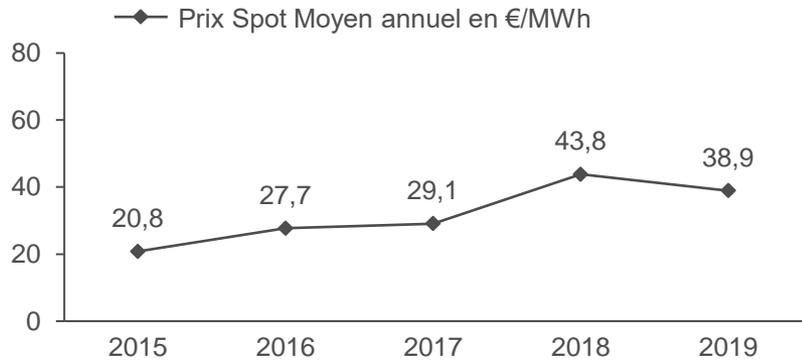
- La volonté de tripler la capacité installée d'éolien en mer et quadrupler celle de solaire.
- La convergence vers la parité réseau de ces deux technologies.
- La diminution progressive des mécanismes de soutien, initiée en 2018. Et la mise en place d'un mécanisme de moins en moins attractif car fournissant un niveau de soutien trop incertain pour les producteurs et donnant accès à un niveau de rémunération trop faible.
- L'impulsion des GAFAMs et autres électro-intensifs dynamisant le marché des PPAs.

# Le Danemark vise à tripler la capacité installée d'éolien en mer et quadrupler celle de solaire d'ici 2030

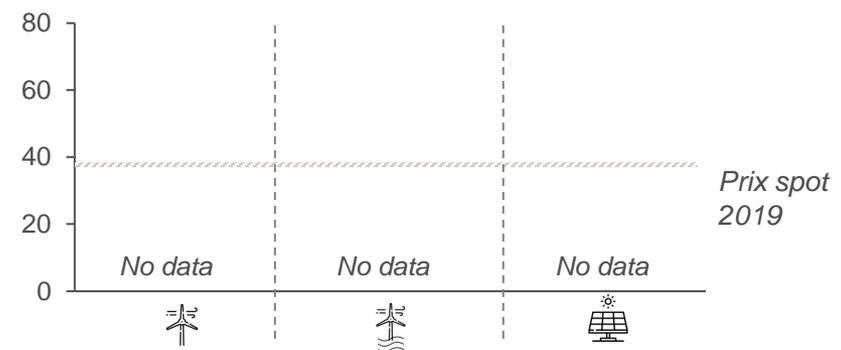


## FONDAMENTAUX DE MARCHÉ

### EVOLUTION DU PRIX SPOT MOYEN



### LCOE 2020 PAR TECHNOLOGIE



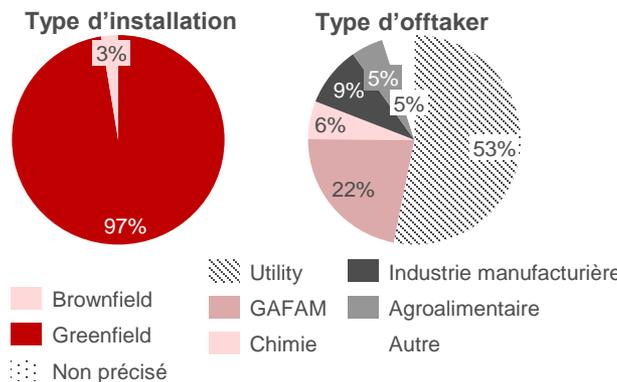
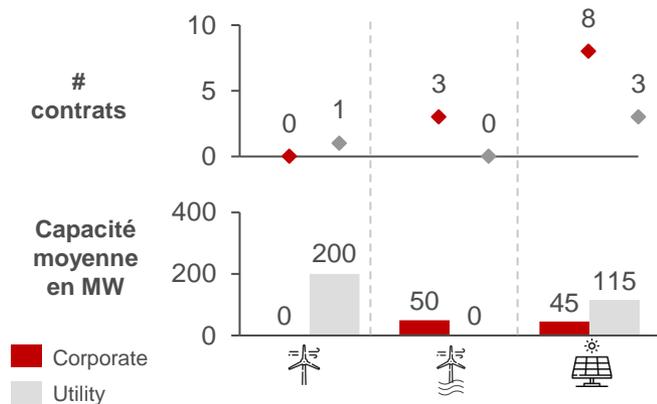
# Le marché des PPAs au Danemark a émergé en 2018, se développant principalement sur le solaire et l'éolien en mer, majoritairement *greenfield* et à 50% *corporate*.

**ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA**  
CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE  
[2015-2021, en GW]



- Prix moyen indicatif<sup>4)</sup> des PPA en H1 2020:
  - Eolien maritime : [30-35€/MWh]
  - Solaire: [35-44€/MWh]
- Durée moyenne des contrats : 8 ans
- Majoritairement des modèles en « Sleeved PPA »

**CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PPA** [2015-2021] [en % de MW PPA signés]



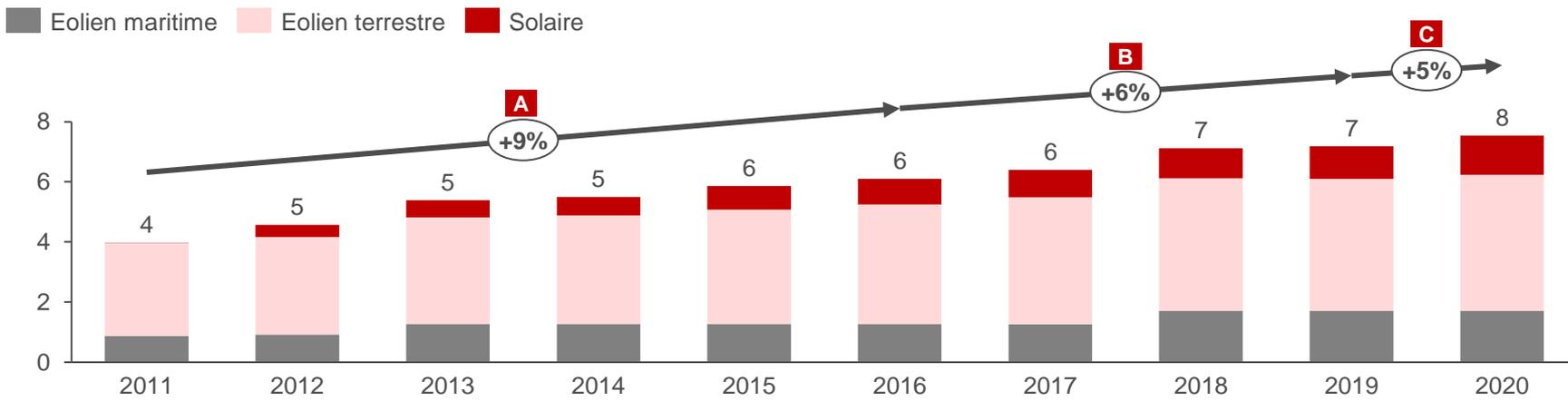
1) Jusqu'en septembre 2021. 2) Inclus le Repowering 3) Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques. 4) Fourchette estimée grâce aux données Zeigo, plateforme d'intermédiation de C-PPA.

Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte,, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

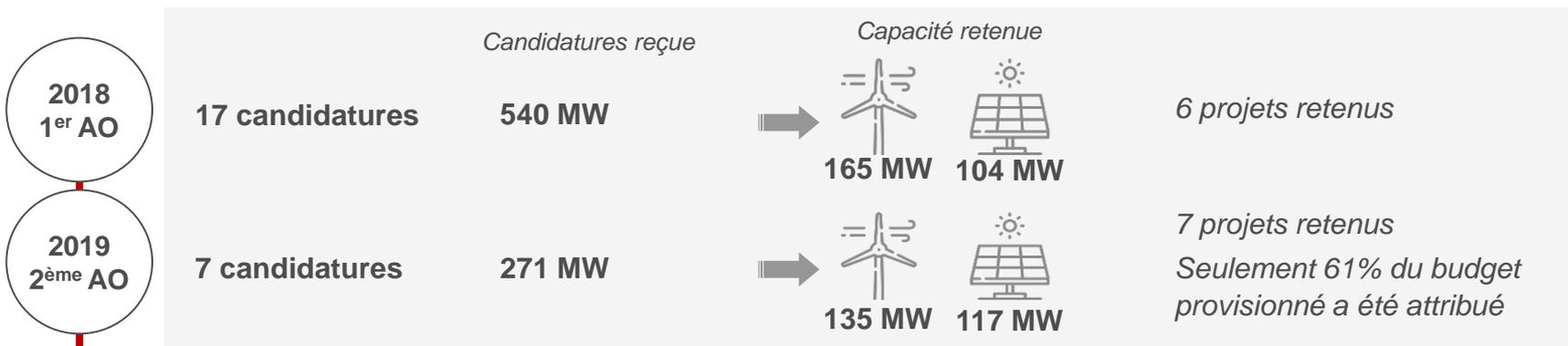
# Ces PPAs se développent dans un contexte de diminution progressive des mécanismes de soutien initiée en 2018, où de plus en plus de projets se développent sans soutien public

<b>A 2003 – 2016</b>	<b>B 2016 – 2019</b>	<b>C 2020 – 2024</b>
<b>Mécanismes généreux soutenant l'expansion des renouvelables</b>	<b>Période de transition</b>	<b>Mécanisme de soutien réduit Apparition de projets non subventionnés</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Abondance de mécanismes de soutiens, dont le Feed-In-Tarif était le plus utilisé</li> <li>▪ Prix du marché spot bas, n'incitant pas à l'élaboration d'un CPPA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Fin du FiT pour le PV en mai 2016 et pour l'éolien terrestre en février 2018</b></li> <li>▪ Energy Agreement 2018: Allocation de fonds pour un processus de 2 appels d'offres « technologiquement neutre » avec premium fixe (FiP).                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2018 : 254M€ pour 269 MW</li> <li>• 2019 : 258M€ pour 252 MW</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Diminution drastique du mécanisme de soutien public au modèle de « <b>Contrat pour différence</b> » délivré après appel d'offres.                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lors du dernier AO: 161M€ ont été proposés pour 428MW</li> </ul> </li> <li>▪ <b>Désintérêt affiché pour le dernier AO technologiquement neutre</b></li> </ul>

CAPACITÉS INSTALLÉES CUMULÉES PAR TECHNOLOGIE [2011-2020, en GW]



# Le dernier AO « technologiquement neutre » proposant un soutien via CfD avec plafond collectif mais ne garantissant pas à chaque projet un montant individuel de support sur les 20 ans a été un échec



## Changement de règles

- **Aucune candidature n'a été reçue.**
- **La capacité appelée était de 428 MW.**  
En plus de l'éolien et du solaire, l'appel d'offre a été ouvert à des énergies marines et à l'hydroélectricité. Pour l'offshore, les développeurs avaient la liberté de pouvoir choisir la location de leur projet.
- Pour le troisième AO technologiquement neutre l'état a choisi de fixer le prix **maximal de l'enchère à ~34€/MWh** et à définir le **plafond collectif à 81M€**. Si le montant des aides cumulées sur l'ensemble des projets atteint le plafond avant la durée indicative de 20 ans, alors les projets ne recevront plus de soutien de l'état, indépendamment des montants précédemment attribués à chacun.

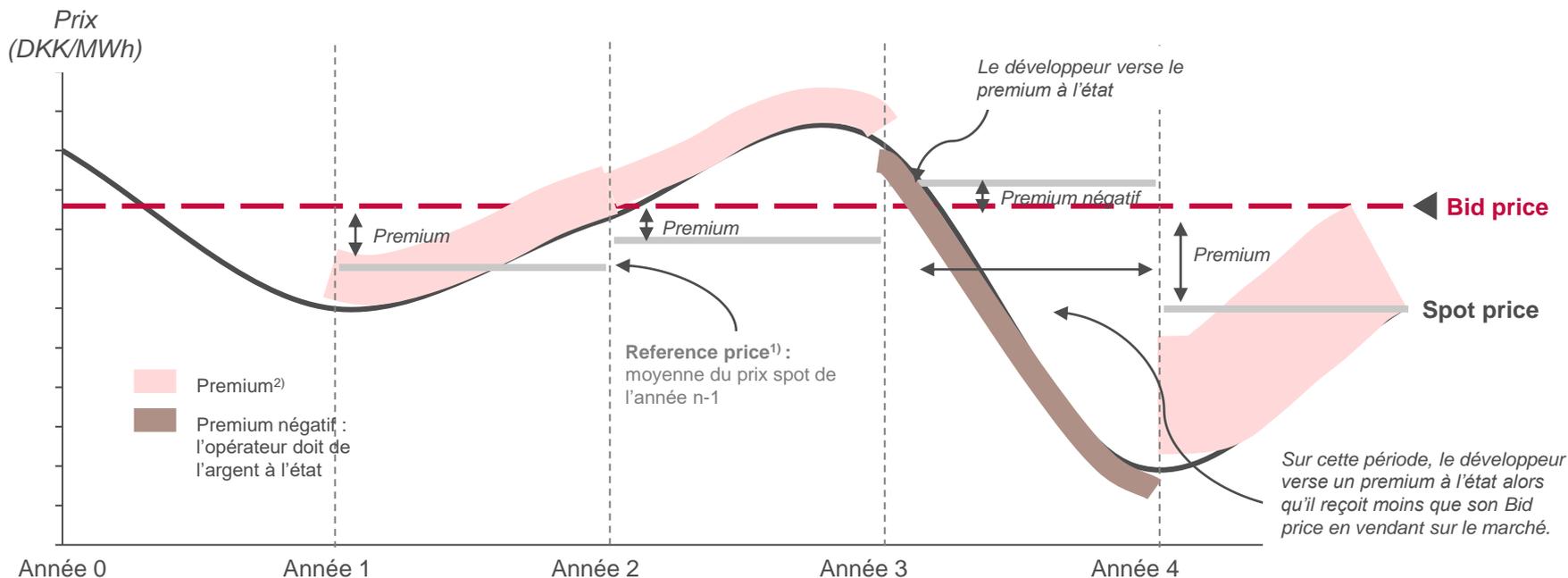
*Le désintérêt progressif et l'échec de ce dernier appel d'offre peut s'expliquer par différents facteurs:*

- **L'impossibilité de connaître le montant et la durée du soutien**, avant que le plafond collectif ne soit atteint.
- **L'ajout de pénalités en cas de connexion au réseau non effectuée dans un délai de 2 ans** (ou 4 ans pour l'offshore) après le gain du contrat, obligeant les projets à déjà avoir atteint une certaine maturité de développement au moment de l'appel d'offre. Pour un projet éolien de 50MW, l'amende est de 4M€.

# Ce mécanisme de CfD bidirectionnel avec plafond mis en place en 2020 protège le développeur contre la variation des prix du marché spot sur la durée du projet, mais l'expose à risque trésorerie les années déficitaires

## CONTRAT POUR DIFFERENCE BIDIRECTIONNEL AVEC PLAFOND

- L'AO est attribué à ceux dont **le prix /kWh et le coût total du mécanisme de soutien sur les 20 ans est le plus faible.**
- Le lauréat obtient chaque année un premium qui est la différence entre le prix à l'enchère et le prix de référence.
  - Le prix de référence est défini comme la **moyenne des prix spots de l'année n-1**
  - Le premium est **interrompu pour les heures où les prix de marché sont négatifs ou nuls**, pour ne pas inciter à une production additionnelle.



# Agenda

---

- 1 | Conclusions de l'étude
- 2 | Panorama des 11 pays du panel

- 3 | **Analyse détaillée par pays**

Espagne

Royaume-Uni

Norvège et Suède

Pays-Bas

Allemagne

Finlande

Belgique

Italie

Danemark

**France**

- 4 | Annexes

## Résumé Exécutif – France

### EVALUATION DES PRINCIPAUX DRIVERS DE PPA

#### Mécanismes publics de soutien aux EnR favorables aux PPA



Le mécanisme de soutien public permet techniquement le cumul avec un PPA. L'impossibilité de vendre la GO à l'offtaker du PPA dissuade cette pratique.

Les développeurs ne sont pas incités à signer des PPA dans la mesure où le mécanisme de soutien public assure à lui seul la rentabilité des projets ENR et offre de larges volumes



désincitatif – neutre – incitatif

#### Atteinte ou anticipation de la parité réseau



La parité réseau n'est pas atteinte en France du fait du faible prix de l'électricité.



non atteinte – atteinte proche – atteinte

#### Intensité carbone du mix électrique réseau



Le mix électrique français est très largement décarboné



décarboné – carboné – très carboné

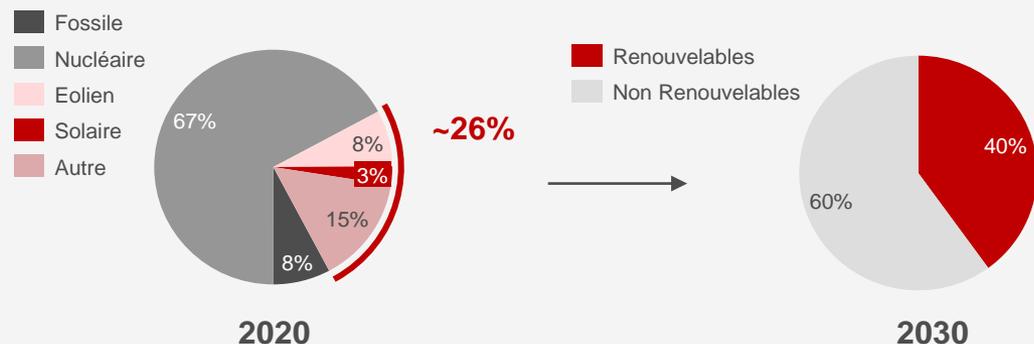
### RESUME EXECUTIF – DÉTERMINANTS DE LA DYNAMIQUE DE DÉVELOPPEMENT DES PPA

- La France est le pays où les PPA sont le moins développés dans notre panel. Ceci s'explique par :
  - Des mécanismes de soutien public aux ENR conséquents (en prix et en volume) qui ne permettent pas de vendre la GO à un potentiel off-taker
  - La parité réseau n'est pas atteinte du fait du faible coût de l'électricité
  - Le mix électrique est déjà largement décarboné. On peut noter que les PPA ne permettraient de proposer une électricité moins carbonée, mais non produite par nucléaire, ce qui fait écho chez une partie de la population française.

# La France dispose de 26% de capacités renouvelables dans son mix électrique et compte l'accroître jusqu'à 40% en 2030 grâce à d'importants efforts sur l'éolien et le PV

## MIX ELECTRIQUE ET OBJECTIFS 2030 DE LA FRANCE

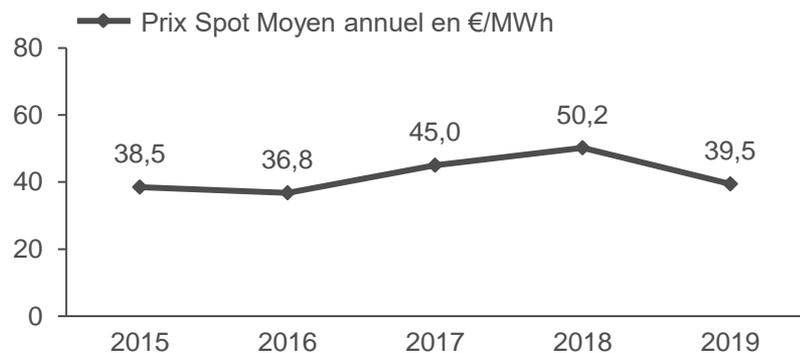
PART DE RENOUVELABLES DANS LE MIX ELECTRIQUE ACTUEL ET PROJECTION NECP [2020-2030, en %]



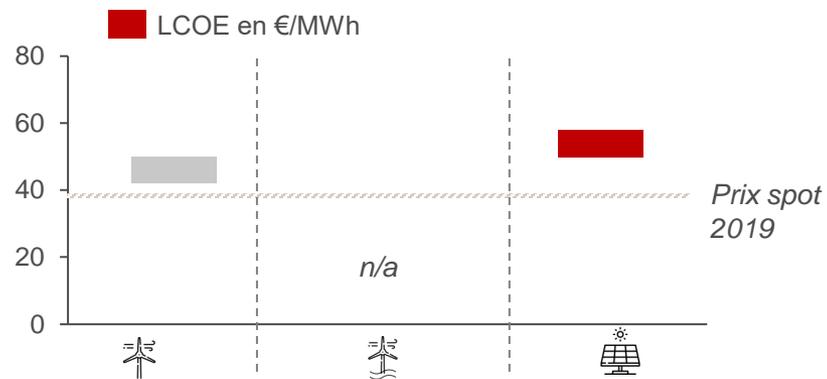
L'objectif 2030 du National Energy and Climate Plan prévoit d'atteindre **~40% de renouvelable** dans la consommation électrique avec 35GW d'éolien, et 35 à 45GW de solaire installé en 2028.

## FONDAMENTAUX DE MARCHÉ

### EVOLUTION DU PRIX SPOT MOYEN



### LCOE 2020 PAR TECHNOLOGIE



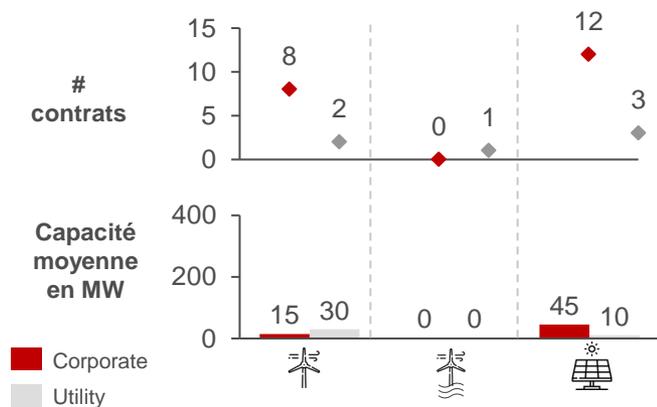
# Initié par des projets solaires en 2019, le marché des PPAs en France est encore jeune et peu développé, majoritairement composé d'installations greenfield et 50% de corporate

**ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ PPA**  
CAPACITÉ CUMULÉE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE  
[2015-2021, en GW]

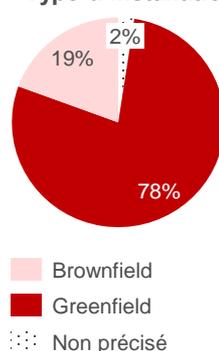


- Prix moyen indicatif des PPA<sup>4)</sup> en Déc.2020 :
  - Solaire : [40-45]€/MWh
  - Eolien terrestre : *no data*
- Durée moyenne des contrats : 20 ans
- Principalement en « **Sleeved PPA** »

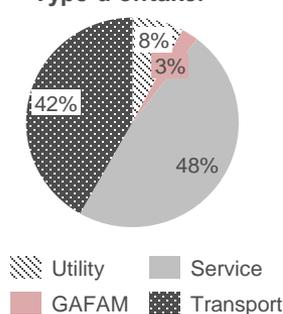
**CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PPA** [2015-2021] [en % de MW PPA signés]



Type d'installation



Type d'offtaker



Top 5 acteurs



1) Jusqu'en septembre 2021. 2) Inclus le Repowering 3) Valeur indicative comparant des volumes signés en PPA et des capacités réellement installées. Il faut donc noter qu'un décalage temporel existe entre ces deux métriques. 4) Fourchette estimée grâce aux données Pexapark, plateforme d'intermédiation de C-PPA.  
Source : Pexapark, Bloomberg, La plateforme Verte,, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

# Agenda

---

- 1** | Conclusions de l'étude
- 2** | Panorama des 11 pays du panel
- 3** | Analyse détaillée par pays
  - Espagne
  - Royaume-Uni
  - Norvège et Suède
  - Pays-Bas
  - Allemagne
  - Finlande
  - Belgique
  - Italie
  - Danemark
  - France
- 4** | **Annexes**

# Les principaux offtakers sont généralement de grands industriels, acteurs de la chimie, GAFAM et Utilities internationaux avec des contrats signés dans plusieurs pays du panel

CAPACITÉ SOUS PPA TOP 5 OFFTAKERS CORPORATE ET UTILITY GREENFIELD<sup>1)</sup>, [capacité totale en GW]

	Spain	UK	Sweden	Netherlands	Norway	Germany	Finland	Belgium	Italy	Denmark	France
Corporate	3GW	amazon 0.6GW	Hydro 1.2GW	BASF 0.7GW	ALCOA 0.9GW	amazon 0.3GW	Google 0.4GW	BOREALIS 0.3GW	TIM 0.3GW	Google 0.2GW	SNCF 0.2GW
	DANONE 0.6GW	LLOYDS BANKING GROUP 0.2GW	Google 0.8GW	amazon 0.4GW	facebook 0.6GW	VW 0.2GW	NESTE 0.2GW	nyrstar 0.1GW	amazon 0.07GW	novozymes 0.06GW	orange™ 0.1GW
	BAYER 0.6GW	low carbon 0.1GW	amazon 0.7GW	Microsoft 0.3GW	Hydro 0.2GW	DB BAHN 0.1GW	UPM 0.2GW	covestro 0.04GW	EGO 0.06GW	novo nordisk 0.06GW	Auchan 0.06GW
	amazon 0.5GW	BT 0.1GW	Microsoft 0.2GW	Vivens 0.2GW	Google 0.2GW	BOSCH 0.1GW	Heineken PHILIPS 0.1GW	ArcelorMittal 0.02GW	SOLVAY 0.04GW	CHR HANSEN 0.05GW	LCL 0.06GW
	k kutxabank 0.5GW	ABInBev 0.1GW	BOLIDEN 0.1GW	Google PHILIPS DSM AkzoNobel 0.1GW	eramET 0.1GW	REWE GROUP 0.1GW	-	Air Liquide 0.01GW	eni 0.03GW	n/a	PARIS AEROPORT 0.04GW
Utility	audax energia 1.4GW	centrica 1GW	agder energi 0.9GW	Eneco 1GW	Commodity player 0.05GW	ENGIE 0.4GW	SUOMEN VOIMA 0.3GW	Eneco 0.5GW	aspo 0.3GW	RWE 0.4GW	Statkraft 0.04GW
	Statkraft 0.6GW	Statkraft 0.6GW	REIN Hydro 0.3GW	VATTENFALL 0.3GW	-	EnBW 0.1GW	Statkraft 0.1GW	RWE 0.2GW	DXT 0.05GW	centrica 0.1GW	enercoop 0.01GW
	Shell ENERGY 0.6GW	dc Danske Commodities 0.5GW	aspo 0.2GW	-	-	Statkraft 0.1GW	aspo 0.06GW	-	audax energia 0.02GW	Clever 0.04GW	-
	galp energia 0.4GW	ENGIE 0.2GW	Skellefteå Kraft 0.08GW	-	-	naturstrom ENERGIE MIT ZUKUNFT 0.07GW	KEVA 0.02GW	-	Trailstone 0.02GW	-	-
	ALPIQ 0.4GW	ElectroRoute 0.07GW	n/a	-	-	enovos 0.03GW	-	-	centrica 0.01GW	-	-

1) Repowering inclus

Source : Pexapark, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

Acteurs apparaissant dans plusieurs pays

# Les plus grands développeurs en PPA par pays sont pour ~1/3 des acteurs présents dans différents pays du panel

TOP 5 DEVELOPPEURS TOUTES TECHNOLOGIES  
GREENFIELD<sup>1)</sup>, [# nombre de contrats, capacité totale en GW]

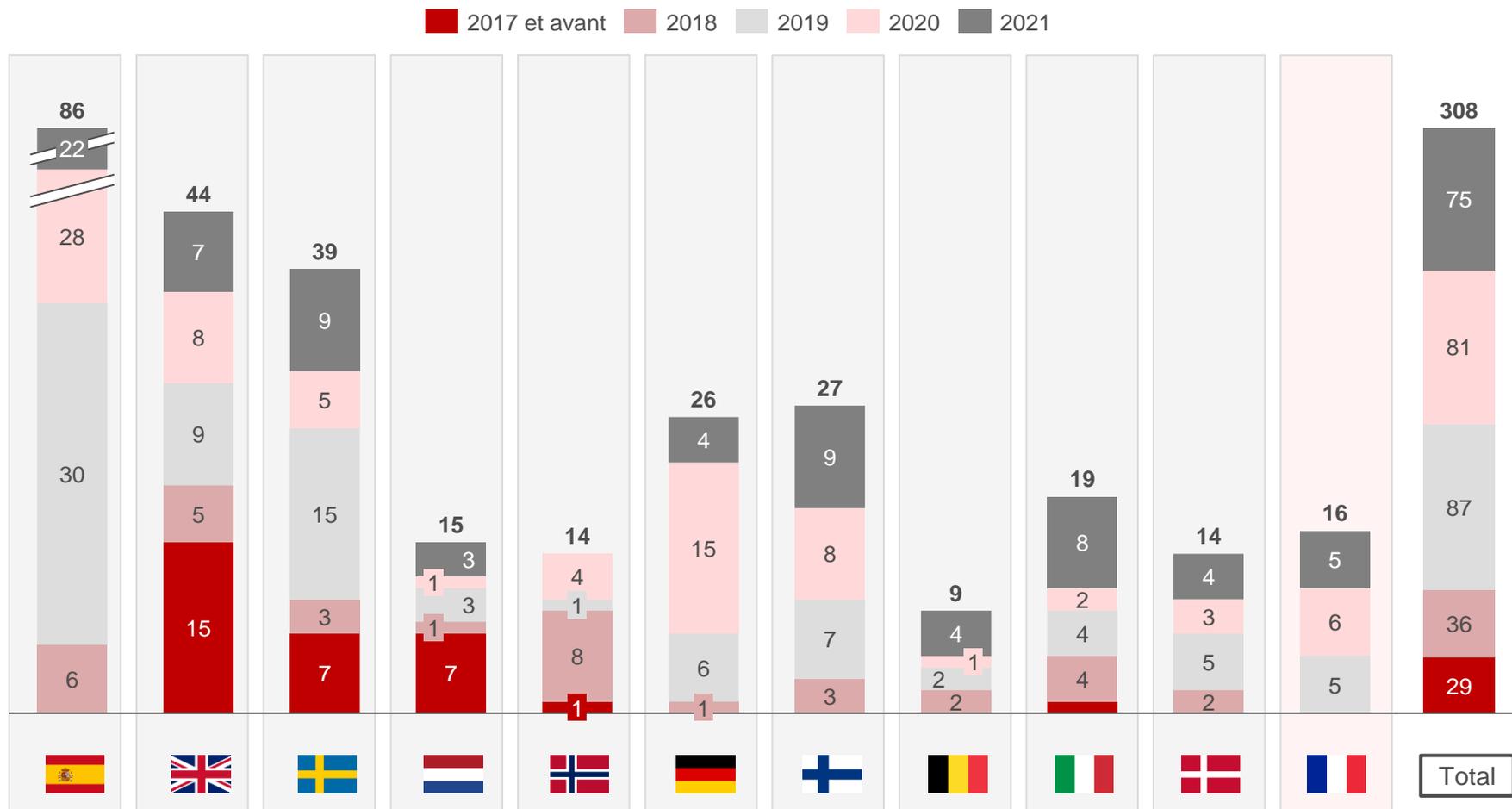
 #2 3.1GW	 #1 0.95GW	 #2 1.2GW	 #4 0.95GW	 #1 0.33GW	 #3 0.45GW	 #3 0.47GW	 #1 0.49GW	 #1 0.3GW	 #5 0.57GW	 #6 0.3GW
 #9 2.2GW	 #1 0.57GW	 #3 0.93GW	 #1 0.38GW	 #3 0.3GW	 #1 0.39GW	 #3 0.34GW	 #1 0.23GW	 #1 0.3W	 #5 0.3GW	 #1 0.08GW
 #6 0.9GW	 #1 0.48GW	 #5 0.55GW	 #1 0.38GW	 #1 0.3GW	 #2 0.22GW	 #2 0.2GW	 #1 0.21GW	 #3 0.07W	 #2 0.12GW	 #2 0.07GW
 #3 0.56MW	n/a #1 0.35GW	 #2 0.4GW	 #1 0.33GW	 #1 0.2GW	 #3 0.18GW	 #3 0.2GW	 #2 0.14GW	 #1 0.07GW	 #1 0.05GW	 #1 0.04GW
 #1 0.49GW	 #1 0.22GW	 #2 0.35GW	<i>Groupement fermes locales</i> #1 0.30GW	 #1 0.2GW	 #3 0.19GW	 #2 0.15GW	 #1 0.06GW	 #2 0.06GW	 #1 0.04GW	 #1 0.04GW

1) Repowering inclus  
 Source : Pexapark, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

Acteurs apparaissant dans plusieurs pays

# Depuis 2019, le développement des CPPA s'accélère et s'étend en Europe, à la suite de quelques pays pionniers

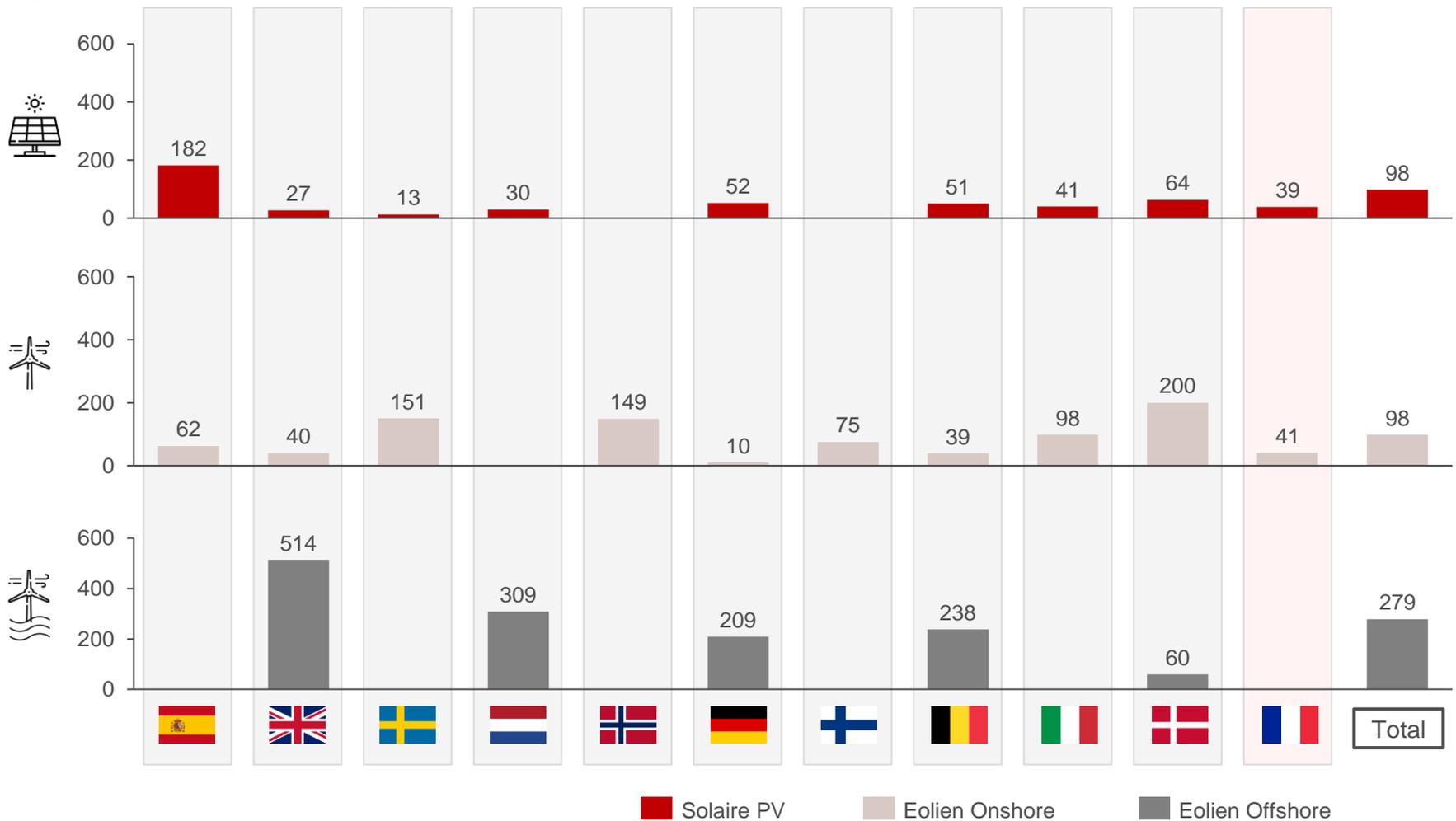
NOMBRE DE CPPA SIGNÉS PAR ANNÉE EN EUROPE  
 GREENFIELD<sup>1)</sup>, [# , 2008 – 2021<sup>2)</sup>]



1) Repowering inclus 2) Les PPA signés en 2021 ne sont comptabilisés que jusqu'en septembre 2021

# Les capacités moyennes engagées dans un PPA sont souvent importantes (de 50MW à plusieurs centaines de MW), accessibles seulement à de grands offtakers ou des utilities

TAILLE MOYENNE DES PPA PAR TYPE DE TECHNOLOGIE  
[Greenfield, 2008 – 2021, en MW]



# Les pays étudiés présentent 4 mécanismes types de soutien aux EnR qui laissent une exposition plus ou moins importante aux variations des prix du marché

## DÉTAILS SUR LE FONCTIONNEMENT DES PRINCIPAUX MÉCANISMES DE SOUTIEN AUX ENR

<p><b>Feed-in-tarif (FiT)</b></p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Un <b>prix fixe</b> est payé au producteur pour chaque kWh produit et injecté sur le réseau</li> </ul>
<p><b>Feed-in-premium (FiP) (Fixe ou variable)</b></p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Le producteur reçoit une <b>prime en supplément du prix de marché</b> pour chaque kWh produit et injecté sur le réseau</li> <li>La prime peut être fixe (indépendante du prix de marché) ou variable en fonction de l'évolution des prix du marché</li> </ul>
<p><b>Contract for difference (CfD)</b></p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Un producteur et la contrepartie du CfD conviennent d'un <b>strike price</b></li> <li>Si le prix de marché est inférieur au strike price, la contrepartie du CfD doit payer au producteur la <b>différence entre le strike price et le prix de marché</b></li> <li>Si le prix de marché est supérieur au strike price, le producteur touche le prix de marché</li> </ul>
<p><b>Contract for difference bilatéral (CfD bilatéral)</b></p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Mécanisme identique au CfD classique dans la situation où le prix de marché est inférieur au strike price</li> <li>Si le prix de marché est supérieur au strike price, le <b>producteur doit reverser la différence</b> entre le strike price et prix de marché à la contrepartie du CfD</li> </ul>

— Prix de marché   
  Prix touché par le producteur   
  Strike price   
  Paiement par la contrepartie   
  Paiement par le producteur

*Les mécanismes présentés ici sont dans leur forme la plus commune, ceux déployés dans les pays peuvent présenter de légères variations*

# Les virtual PPA souffrent d'un frein principal en Europe : la norme comptable IFRS qui peut imposer de considérer le contrat comme un instrument financier

## CLASSIFICATION DES PPAS SELON LA NORME IFRS

### Virtual PPA

Les virtual PPA sont considérés comme des instruments financiers assimilables à des produits dérivés (*derivatives*) et ne sont donc pas des éléments à consolider mais doivent faire l'objet d'une réévaluation de leur valeur à chaque période de publication des comptes, afin de refléter la volatilité du prix de l'énergie. Cela crée une lourdeur comptable et peut entraîner une volatilité de la valorisation de l'offtaker

**Les virtuals PPA sont considérés comptablement comme des produits dérivés entraînant une lourdeur comptable et induisant une volatilité de la valorisation de l'offtaker**

### Physical PPAs

Les physical PPAs peuvent être, selon les cas, considérés comme des *leases*. L'acheteur d'un *lease* est tenu selon les normes IFRS de consolider l'actif au bilan, à moins que le *lease* dure moins de 12 mois ou que l'actif en question ait une faible valeur.

Selon PwC (« Guide to Accounting for Utilities and Power Company »), les PPA peuvent ou non être considérés comme un *lease* selon plusieurs caractéristiques à prendre en compte :

- L'actif est-il identifié? Si oui, cela oriente vers un *lease*.
- Le prix de l'énergie est-il fixe (en €/MWh et ne dépend pas du productible) ? Si non, cela oriente vers un *lease*. S'il n'y a pas de garantie de productible, cela éloigne le projet de la définition du *lease*.
- Ce prix cherche-t-il uniquement à couvrir les coûts? Si oui, cela oriente vers un *lease*.
- L'acheteur est-il l'unique acheteur d'énergie du projet, et achète 100% ? Si oui, cela oriente vers un *lease*
- Théoriquement, pour être un *lease*, l'acheteur doit avoir le droit de contrôler l'actif ; sur ce point, il est plus difficile de statuer.
  - Si l'acheteur possède un contrôle des activités d'opération & maintenance, le contrat peut être considéré comme un *lease*
  - Si l'acheteur n'a qu'un simple contrôle du dispatch mais pas de contrôle des activités d'opération et maintenance, le contrat n'est pas nécessairement considéré comme un *lease*.

**Les physical / sleeved PPA peuvent être considérés comme des *lease* ce qui oblige à les consolider et dégrade les ratios de solvabilité de oftakers**

# Les virtual PPA se développent en Europe, aidés par une réglementation favorable et une légitimité grandissante

- Les GO obtenues par des assets situés en Espagne sont exportables avec seulement quelques restrictions:
  - Seuls les propriétaires des assets renouvelables situés en Espagne peuvent exporter les GO
  - Les assets bénéficiant de soutien public ne peuvent exporter les GO
- Les échanges de GO en Europe est facilité par l'EECS – European Energy Certification Schemes et l'initiative AIB – Association of Issuing Bodies – qui opère un hub de communication entre les registres de GO de chaque pays membre
- Les vPPA apportent plusieurs bénéfices par rapport aux sleeved PPA :
  - Flexibilité géographique permettant de :
    - Se sourcer dans les pays présentant les meilleurs LCOE (en général les meilleurs facteurs de charge)
    - Eviter les restriction réglementaires pesant sur les PPA dans le pays de consommation
    - Signer un seul PPA pour couvrir la consommation d'une multitude de points de consommation en Europe, où l'utilisation de sleeved PPA aurait nécessité la signature d'un PPA pour chaque pays d'implantation
    - Conserver de la flexibilité dans l'évolution de la présence géographique des sites de l'offtaker, sans avoir à modifier les contrats PPA. (ex: délocalisation d'un asset dans un autre pays européen)
- Exemples récents:
  - Novartis – asset en Espagne 78MW - pour alimenter ses usines en Autriche, Allemagne, Espagne, France, UK, Italie, Suède, Roumanie, Suisse, Belgique, Slovénie, Pologne, République Tchèque, Irlande
  - TotalEnergies – Asset en Espagne 3,3GW - pour alimenter ses opérations dans toute l'Europe
  - AB-Inbev – Asset en Espagne 130MW – pour « alimenter » ses opérations dans 5 pays européens
- Les vPPA gagnent en légitimité en Europe avec les progrès de l'interconnexion des réseaux ; par ailleurs, l'Europe est considérée comme un marché unique pour les émissions de carbone sous le mécanisme EU ETS
- A l'inverse, les vPPA, et globalement les mécanismes de GO transnationaux, sont critiqués par les écologistes car ils conduisent à une comptabilité des émissions qui ne reflète pas les émissions causées par les activités aux bornes de l'entreprise qui souscrit ces PPA.

## Aux USA, le cadre de régulation s'est attaché réduire le LCOE et à faciliter la bankabilité plus que d'assurer une rentabilité



### LCOE

- Federal Production Tax Credit – Credit d'impôt pour chaque kWh produit sur les 10 premières années de production de l'asset. Principalement utilisé par l'éolien - Arrêt prévu en 2021-2022
- Investment Tax Credit – Crédit d'impôt sur 30% des CAPEX. Principalement utilisé par le PV



### Bankability

Garanties de prêts par le DOE (Department of Energy) qui couvre jusqu'à 80% de la dette contractée pour le projet, avec gearing maximum de 80%



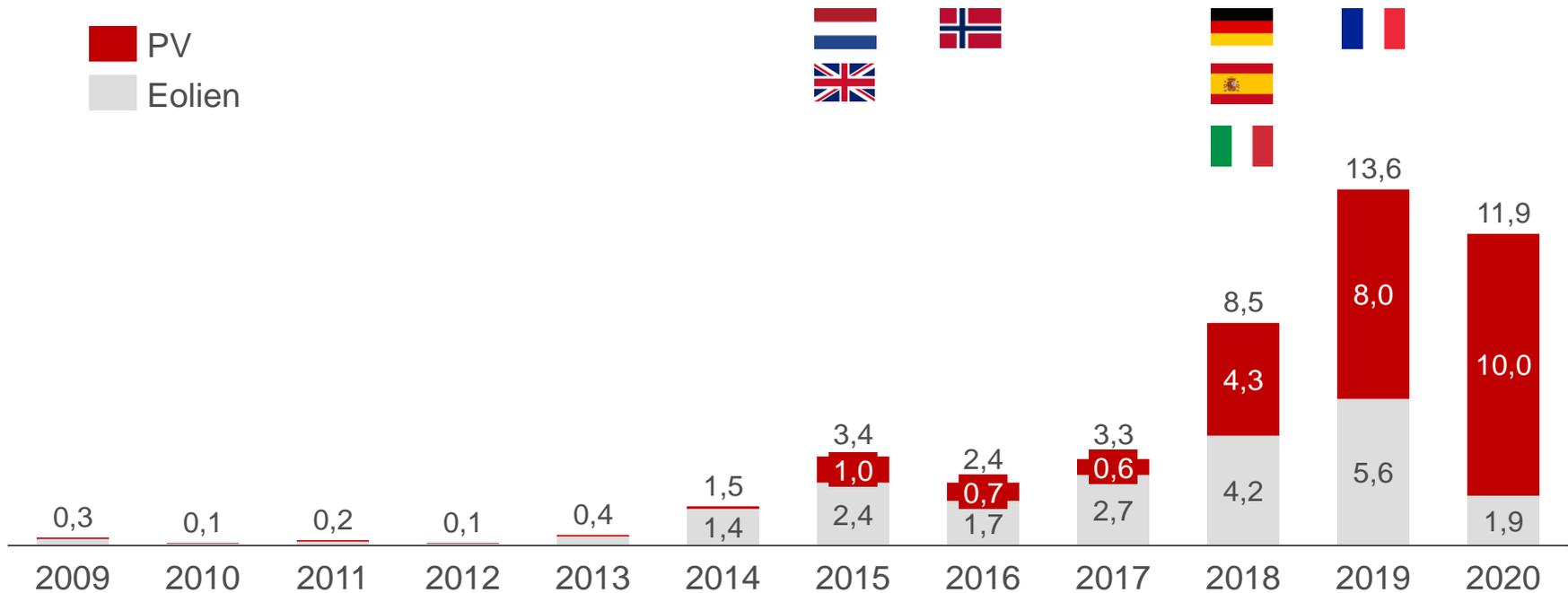
### Demand

- Energy policy act 2005 au niveau fédéral, imposant un quota de consommation d'ENR au gouvernement fédéral, l'acquisition de PV par les bâtiments publics....
- Mesures au niveau des états imposant des quotas d'achat d'ENR aux fournisseurs d'électricité - Renewable Portfolio Standards
- Actions de la part des agences de l'état supportant l'usage des ENR – DoD

**Ces actions de la part de l'état stimulent la filière sans leur assurer de rentabilité  
Les développeurs sont libres de choisir le mode de commercialisation de leur électricité et ont  
pu tôt mettre en œuvre des PPA**

# Cela s'est traduit par un développement précoce des PPA dès 2009, contrairement à 2015 et plus en Europe

VOLUME ANNUEL DE PPA SIGNES AUX USA ET ANNEE DE PREMIER PPA SIGNE DANS DIVERS PAYS EUROPEENS  
CAPACITE ANNUELLE SIGNÉE EN PPA PAR TECHNOLOGIE  
[2009-2020, en GW]

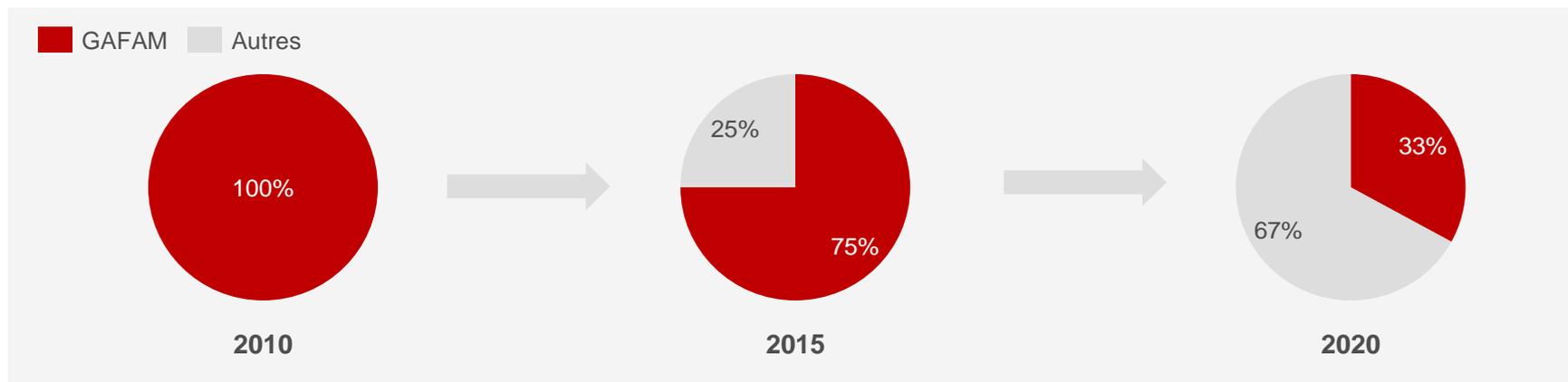


**Les PPA ont été utilisés pour la première fois en 2009 et ont connu un développement significatif dès 2014 aux Etats-Unis,**

# Initié par les GAFAM et leur qualité de signature, les CPPA se démocratisent avec la montée en maturité de l'industrie

## PART DES GAFAM DANS LES CPPA AUX USA

[2010-2020, en %]



- Les CAPEX encore importants des projets EnR dans les années 2010 nécessitaient des durées de CPPA élevées (20-25 ans), permettant seulement à un nombre limité de d'entreprises avec une qualité de signature suffisante d'entrer dans ces contrats.
- Depuis, les CAPEX ayant diminué, les durées de CPPA ont diminué pour atteindre 10-15 ans, permettant à de nouveaux acteurs plus petits de signer des PPA (PME, universités, hôpitaux). Les offtakers de CPPA restent tout de même majoritairement de grandes entreprises (grands industriels, larges chaînes de retail, entreprises de telecoms nationales)
- Les entreprises commencent également à imposer des objectifs en matière d'EnR à leurs fournisseurs, ce qui augmente la demande de CPPA de la part des petits vendeurs.

## Exemples de PME ayant signé un PPA aux USA



50 MW (2020) – 45 M\$ de chiffre d'affaires



3 MW (2020) – 60 ETP, organisme à but non lucratif



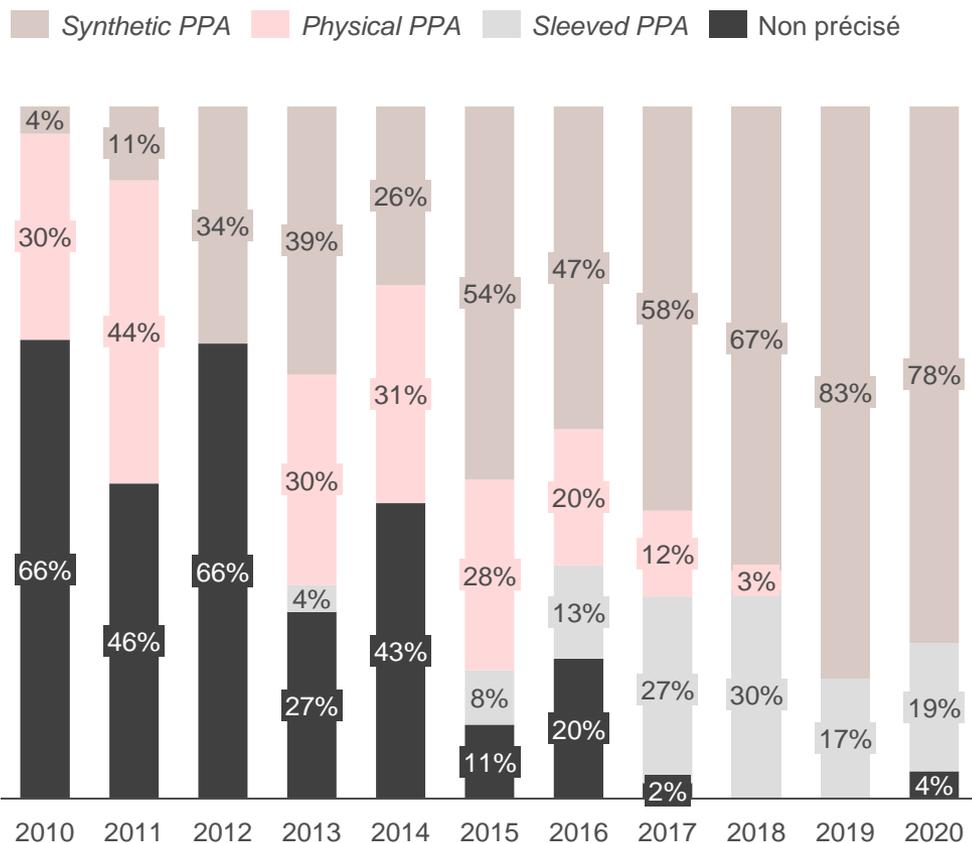
0,4MW (2018) – 20M\$ de chiffres d'affaires



35MW (2020) – 12000 élèves

# Aux USA, le *synthetic* PPA s'est peu à peu imposé car plus flexible et non pénalisé par la norme GAAP comme il l'est par l'IFRS

EVOLUTION DE LA TYPOLOGIE DES PPA SIGNÉS AUX USA  
[2010-2020, en %]



## Synthetic PPA

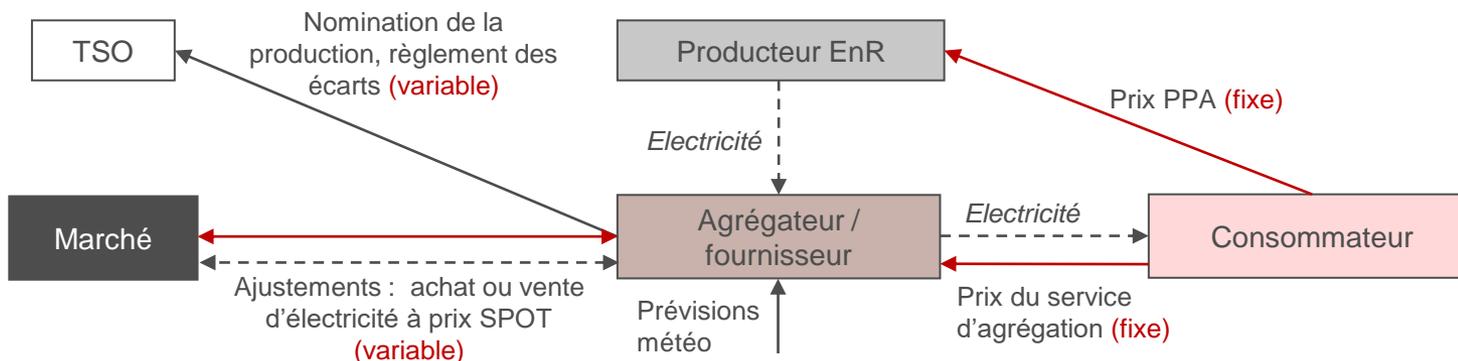
Le *synthetic* PPA est devenu le type de PPA préférentiel aux USA car il offre plus de flexibilité que le *Sleeved* PPA et ne présente pas le traitement comptable préjudiciable imposé par la norme IFRS.

Cette flexibilité permet de relever les défis liés à la taille géographique des États-Unis et à la désagrégation du marché de l'énergie :

- Le *synthetic* PPA est plus simple car il est généralement sous forme de CfD et apporte un *hedge* financier.
- Le *synthetic* PPA est plus facile à prendre en main pour des entreprises qui ne sont pas familières avec les contraintes de flux physiques d'électricité.
- Les grandes entreprises qui ont dominé le marché des cPPA ont des installations situées dans tous les États-Unis et le *synthetic* PPA permet aux acheteurs de répondre aux besoins de plusieurs marchés régionaux

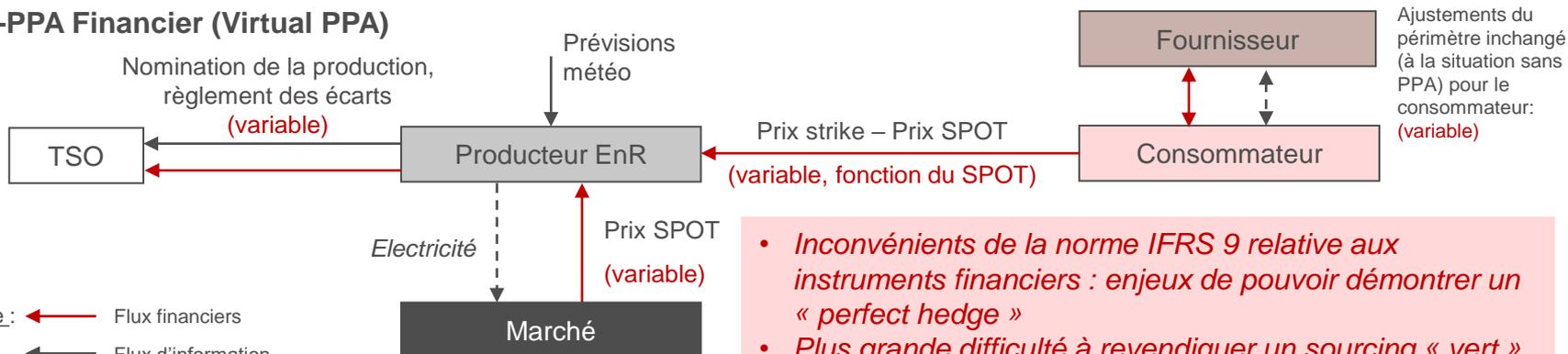
# Il existe différentes natures de contreparties et schémas contractuels (1/2)

## 1 Corporate-PPA via un fournisseur (sleeved-PPA)



- *TURPE et taxes sur la consommation à payer (TVA, TICFE, CTA en France)*

## 2 C-PPA Financier (Virtual PPA)



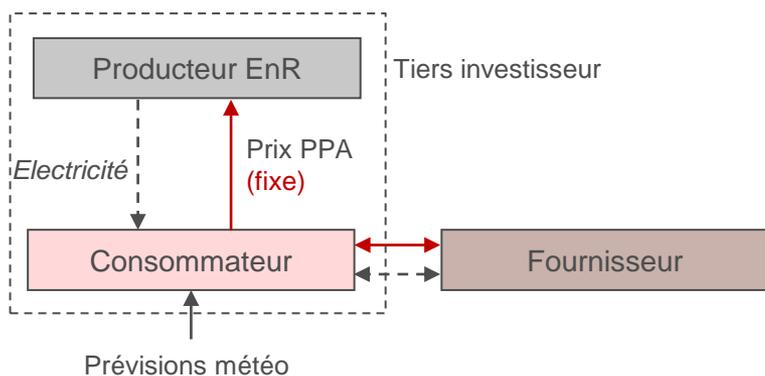
**Légende :**

- ← Flux financiers
- ← Flux d'information
- ← - - - Flux d'électricité

- *Inconvénients de la norme IFRS 9 relative aux instruments financiers : enjeux de pouvoir démontrer un « perfect hedge »*
- *Plus grande difficulté à revendiquer un sourcing « vert » même si les GO peuvent faire partie du contrat*

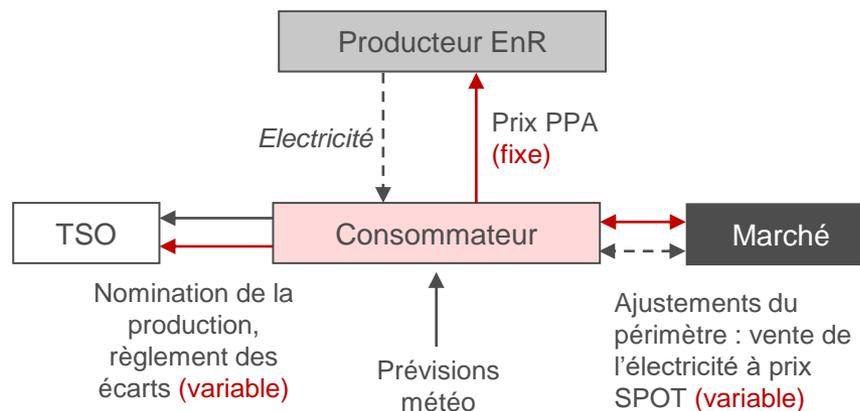
# Il existe différentes natures de contreparties et schémas contractuels (2/2)

## 3 Production sur site (autoconsommation)



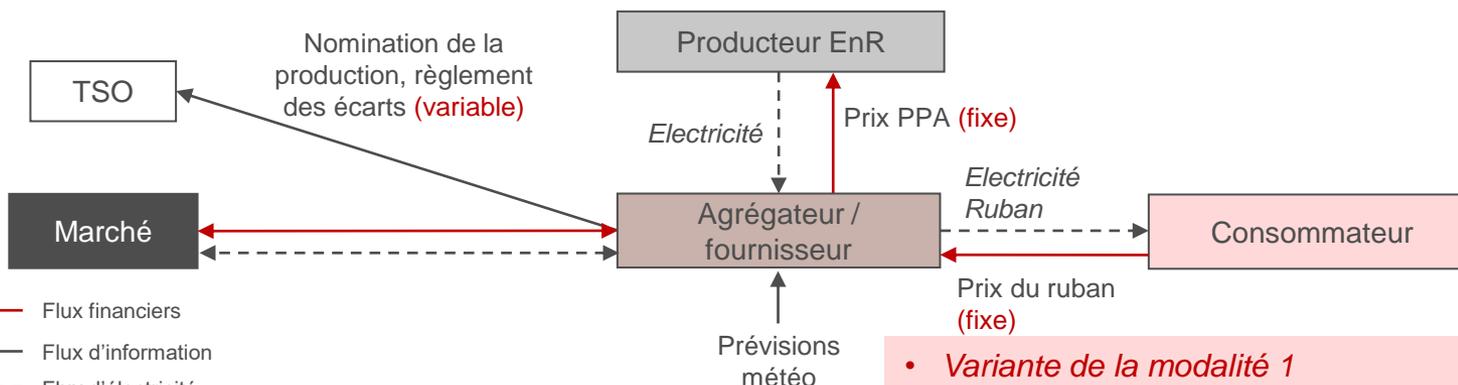
- Pas de charge de réseau
- Exemption de CSPE (en France)

## 4 Gestion de l'énergie internalisée



- Complexité de gestion : réservée aux EI

## 5 Achat d'un profil garanti / d'un ruban



**Légende :**  
 ← (red) Flux financiers  
 ← (black) Flux d'information  
 ← (dashed) Flux d'électricité

- Variante de la modalité 1

# La dynamique sur des parcs *greenfield* est portée par les leaders du marché côté « offre » dans une optique d'anticipation des évolutions du marché, et par de grands groupes côté « demande »

## RATIONNELS D'ATTRACTIVITÉ DES PPA POUR LES DÉVELOPPEURS ET POUR LES OFF-TAKERS EN FRANCE

### PRODUCTEUR (« OFFRE »)

*Profil des premiers acteurs proposant des PPA sur des actifs greenfield : leaders du marché - grosses Utilities (ENGIE, TOTAL) et grands développeurs indépendants (Voltaia, RES)*

- Contraintes réduites**
  - Moindres contraintes (foncier, critères environnementaux) par rapport aux AO CRE
  - Time-to-market : affranchissement du processus de réponse aux Appels d'Offres CRE.
- Préparation de l'avenir**
  - Anticipation de la fin à moyen / long terme du mécanisme d'AO CRE et de Complément de Rémunération. Volonté d'apprentissage.
- Faisabilité économique**
  - La baisse des coûts de production permet de rapprocher de la "parité réseau";
  - LCOE de ces projets inférieurs à ceux des projets AO CRE grâce aux moindres critères environnementaux (origine des panneaux), ainsi que des économies d'OPEX (moindre compétition sur le foncier);
  - N.B. conditions de financement encore incertaines.

### CONSOMMATEURS / OFF-TAKERS (« DEMANDE »)

*Profil des premiers off-takers : grands groupes (CA >1Md€)*

- Engagements environnementaux (driver principal aujourd'hui)**

Prise d'engagements environnementaux volontaires, par exemple dans le cadre de l'initiative RE100 (*atteindre 100% de fourniture en électricité renouvelable en 2050*)
- Gains économiques**

Pari sur la hausse des prix de gros de l'électricité sur le long terme )
- Gestion du risque de volatilité des prix marché**

Couverture du risque prix, par exemple :

  - Carbone : hausse de la taxe/prix carbone, quotas de GO, fermeture des centrales fossiles
  - Nucléaire : indisponibilité du parc, fermeture économique ou réglementaire

# Des freins inhérents aux modèles de PPA – en particulier liés aux risques – limitent leur développement, mais les acteurs s’organisent pour s’y adapter

## Freins au développement des PPA

## Initiatives pour les dépasser

### Risques de contrepartie

- Côté producteur : risque lié à la solidité financière de l’off-taker (acteur tertiaire, industriel) sur le long terme. Aujourd’hui, le gisement d’off-takers répondant au profil de contrepartie « acceptable » (notamment par les financeurs) est limité, limitant le gisement de demande.
- Côté off-taker :
  - Risque de retard de développement ou de non-développement entraînant une non-couverture des volumes.
  - Risque de production (intermittence, productible à long terme)

- Modèle de PPA « multi-off-takers » (foisonnement du risque)
- Recherche de garanties (maison-mère, bancaires) – *mais frilosité des banques.*
- Pénalités de retard et partage du risque de production intégrés dans les contrats.

### Risques « marché »

- Evolutions futures du prix de l’énergie;
- Evolutions de la réglementation (ex : modifications du *market design* – ex : règlement des écarts);

- Partage des risques selon les différentes modalités négociées dans les contrats (prix fixe / indexé, cap et floor, PPA « take-or-pay » etc.)

### Frilosité des acteurs et manques de compétences

- De la part des consommateurs : manque d’habitude de s’engager dans un achat d’électricité sur le long terme (manque de temps et de compétences pour négocier directement les contrats), risques opérationnels plus importants que pour un achat sur le marché;
- De la part des acteurs du financement : difficulté à s’engager dans une filière encore peu mature avec des risques imparfaitement maîtrisés.

- Modèle de PPA « multi-off-takers »
- Contrats standards développés par EFET et RE-source
- Fonds de Garantie par l’Etat -2022-23 (garantie aux banques, au Dév en cas de faillite de l’offtaker)

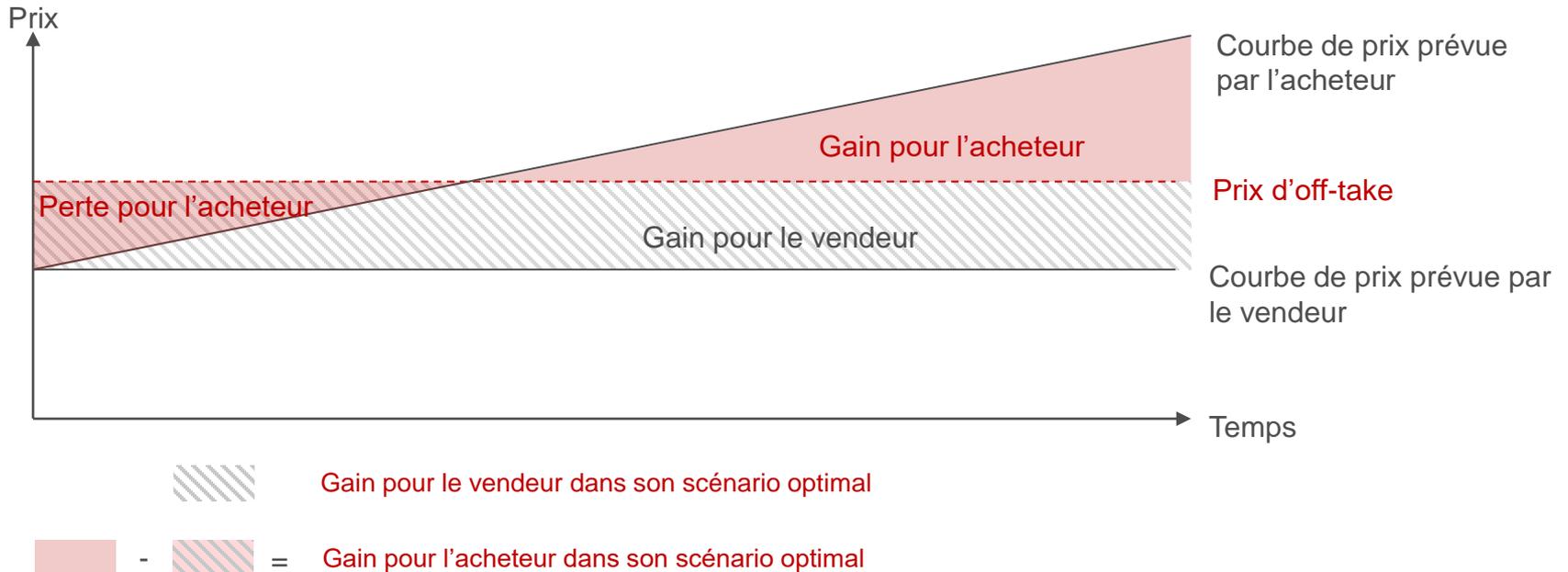
### Coût du complément de fourniture

- Impact de l’intermittence sur le coût de la fourniture du complément de la courbe de charge

- Développement d’offre structurée de fourniture profilée

# La signature d'un PPA (ou vPPA) repose sur des estimations d'évolution des prix contradictoires de la part de l'off-taker et du producteur

GAINS POTENTIELS POUR LES PARTIES LORS D'UN PPA - illustratif



- Un PPA est signé par l'off-taker dans la prévision d'une hausse future des prix marché de l'électricité suffisante pour compenser un prix d'achat potentiellement supérieur au prix marché dans les premiers temps. Le producteur parie au contraire sur un prix marché futur inférieur au prix d'offtake ou s'assure la stabilité du prix.
- **Cependant l'augmentation de la proportion d'EnR à coûts marginaux faibles tend à garder les prix marché faibles lors de la production de ces actifs.**

**Le PPA est donc une option de sécurisation des prix par l'off-taker plutôt qu'un outil permettant de diminuer les coûts**