



Financement des projets EnR

SER – May 2016

Financement des projets EnR

Sommaire

1. Présentation de Green Giraffe
2. Le financement bancaire
3. Stratégies d'investissement
4. Le complément de rémunération et analyse des risques



A specialist advisory boutique focused on renewable energy

We get deals done

Deep roots in renewable energy finance

- Launched in 2010 by experienced finance specialists with a **strong and proven track record** in renewable energy
- 50+ professionals with offices in Hamburg (Germany), London (UK), Paris (France) and Utrecht (the Netherlands)
- Multi-disciplinary skill set including **project & structured finance, contract management, M&A, legal & tax expertise**



More than **EUR 11 billion** funding raised for renewable energy projects in **6 years**

High quality, specialised advisory services

- Focus on projects where we can actually add value
- We can provide a holistic approach and are able to include sector-specific tasks in addition to traditional debt or equity advisory (such as contracting, strategic advisory and development services)
- Widening geographical reach with a burgeoning presence in the Americas and Africa in addition to Europe
- Priority given to **getting the deal done!**



50+ professionals in **4 countries**



Involved in over **75 renewable energy projects** with a capacity of more than **15 GW**

We provide a wide set of services and skills

Specialised financial services to renewable energy projects and investors

Debt & equity advisory

We will help you design and execute the most appropriate financing structure for your project, or provide an independent valuation, taking into account project characteristics and market conditions. We will ensure that contracts are bankable, project economics work and the transaction is successfully brought to close. We know most lenders & investors and their preferences

Modelling

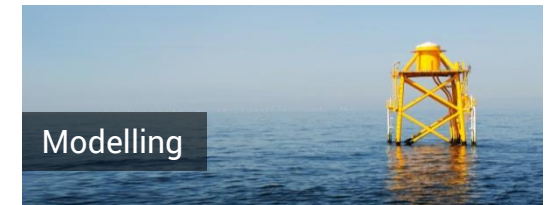
We offer a full suite of world class modelling services: review of existing models, implementation of sensitivities or design of new models from scratch

Strategic advisory

We provide benchmarking services, reviews of regulatory frameworks and analysis of market developments. This includes terms and conditions on corporate and contractual structures, debt and equity deals, participants and commercial terms

Development and contracting

We will help your project reach critical milestones (permit, tariff) and support you during business plan development, contract structuring and negotiation

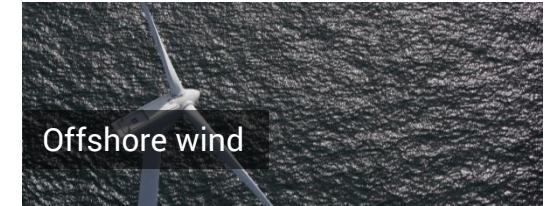


We are a renewable energy pure player

We are active in all sub-sectors

Offshore wind

We have a strong presence in the market and a proven track record on more than 35 projects worldwide. Drawing from a wealth of experience including multiple award-winning deals, we will help you develop, finance and build your project



Onshore wind

Your project will benefit from our extensive experience in wind energy projects. We have deep knowledge of the onshore wind market and are able to assist you on different missions like debt or equity raising, strategic advisory and market studies



Solar

Solar energy markets are particularly dynamic and require deep market understanding to bring about successful projects and transactions. Green Giraffe has worked on 850+ MW of solar capacity in 7 countries since 2010



Others

We have diversified our activities to all sub-sectors of the renewable energy scene, including biomass, geothermal and energy efficiency projects. We are actively looking at projects in new areas like floating offshore, wave, tidal and energy storage



Consistently one of the top financial advisors in project finance

2014 renewable energy – Infranews

	Company	USD bn	Deal count
1	Green Giraffe	5.2	8
2	Santander	3.5	45
3	BNP Paribas	3.1	6
4	Goldman Sachs	2.1	5
5	Citigroup	2.0	2
6	Bank of America Merrill Lynch	1.7	3
7	Lazard	1.3	3
8	Morgan Stanley	1.3	3
9	Rebel Group	1.3	3
10	Linus Capital	1.2	2

Financial advisor league table derived from InfraNews 2014 website

2015 renewable energy – IJ Global

	Company	USD bn	Deal count
1	Green Giraffe	5.5	5
2	EY	4.4	7
3	BNP Paribas	3.1	2
4	Macquarie	2.9	4
5	Santander	2.4	19
6	Barclays	2.4	1
7	Alderbrook	2.0	2
8	Chatham Financial	1.8	3
9	Fieldstone	1.3	4
10	PwC	1.3	3

IJ Global league tables 2015 (website)

Financement des projets EnR

Sommaire

1. Présentation de Green Giraffe
2. **Le financement bancaire**
3. Stratégies d'investissement
4. Le complément de rémunération et analyse des risques



2. Le financement bancaire

Eolien terrestre

Les banques commerciales sont les acteurs majeurs

- 4 grandes banques françaises : BNPP, Société Générale, Natixis, CIC
- Les banques de réseau françaises : Crédit Agricole, Crédit du Nord, Crédit coopératif ...
- Les banques allemandes qui bénéficient notamment des financements KfW : HSH (qui a enregistré le plus gros volume en 2014), Saar LB, Nord LB ...

Des acteurs institutionnels montrent un certain intérêt

- La Banque Publique d'Investissement
- Axa, Allianz ...

Solaire PV

Le financement du solaire PV diffère notamment de celui de l'éolien terrestre du fait de la taille plus petite des projets. Les acteurs majeurs de la dette bancaire dans le solaire sont les banques avec des seuils d'intervention plus bas

- 2 banques commerciales via leur Sofergie (sociétés pour le financement de l'énergie) : Natixis (Energeco) et Crédit Agricole (CA L&F)
- La Banque Publique d'Investissement, qui accompagne les banques commerciales dans le financement

Les autres acteurs

- Société Générale, BNPP, les agences régionales de la Caisse d'Epargne et du Crédit Agricole et les banques allemandes HSH, NordLB, SaarLB ...

Les projets de toiture nécessitent souvent des financements en portefeuilles (hétérogènes et complexes), du fait de la faible puissance des installations

La dette bancaire disponible est supérieure aux besoins de liquidité actuels du secteur et permet aux divers acteurs qui façonnent le paysage EnR français de mener à bien leurs projets

2. Le financement bancaire

Différentes visions du financement bancaire

Producteurs indépendants d'électricité

La dette bancaire est vitale

Fonds propres insuffisants pour les montants d'investissement des projets
Le levier bancaire améliore la rentabilité des fonds propres

La dette bancaire impose une rigueur contractuelle

Renforcement des conditions contractuelles du fait de l'intervention et des exigences des banques
Identification et allocation des risques renforcées lors de la due diligence bancaire

Les grands énergéticiens

Suffisamment de fonds propres

La taille des bilans permet un financement sur fonds propres
Marché obligataire liquide et compétitif

Les banques ont tendance à être intrusives

Les banques ont certaines exigences sur les contrats
Dette projet plus coûteuse que la dette obligataire
Déconsolidation comptable non prise en compte par les agences de notation

2. Le financement bancaire

“Financement sur bilan” (capital) vs “financement sans recours” (dette)

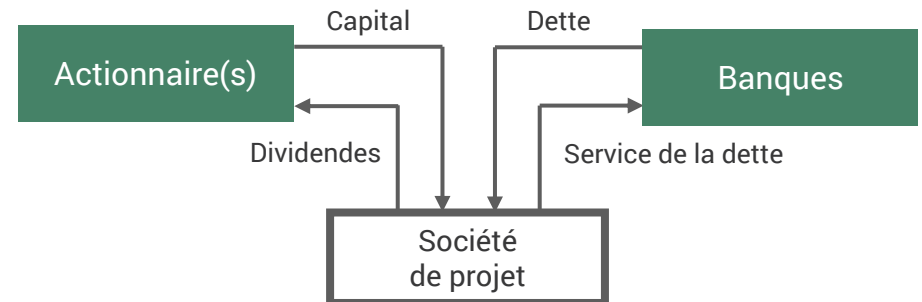
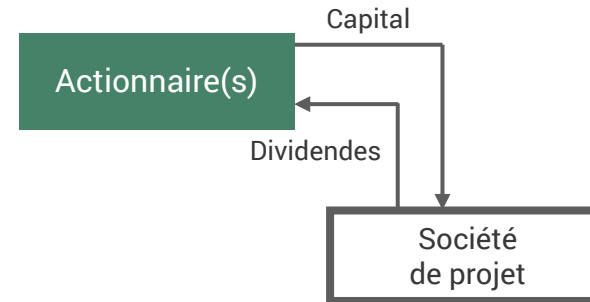
Usuellement, une société de projet ad-hoc détient le projet

- Elle est possédée par les investisseurs et développeurs
- Elle peut lever de la dette sur la base de son bilan et des revenus générés par le projet

Il existe deux principales sources de financement

- Le capital fourni par les actionnaires (directement sous forme de capital social, compte courant d'associés, ou indirectement via des garanties)
- La dette fournie par les banques, sans recours sur les actionnaires – dit “financement de projet”

La structure financière conditionne naturellement la structure contractuelle, les banques imposant certains critères spécifiques au financement de projet



L'ensemble des parties ont un intérêt direct à comprendre la structure financière du projet

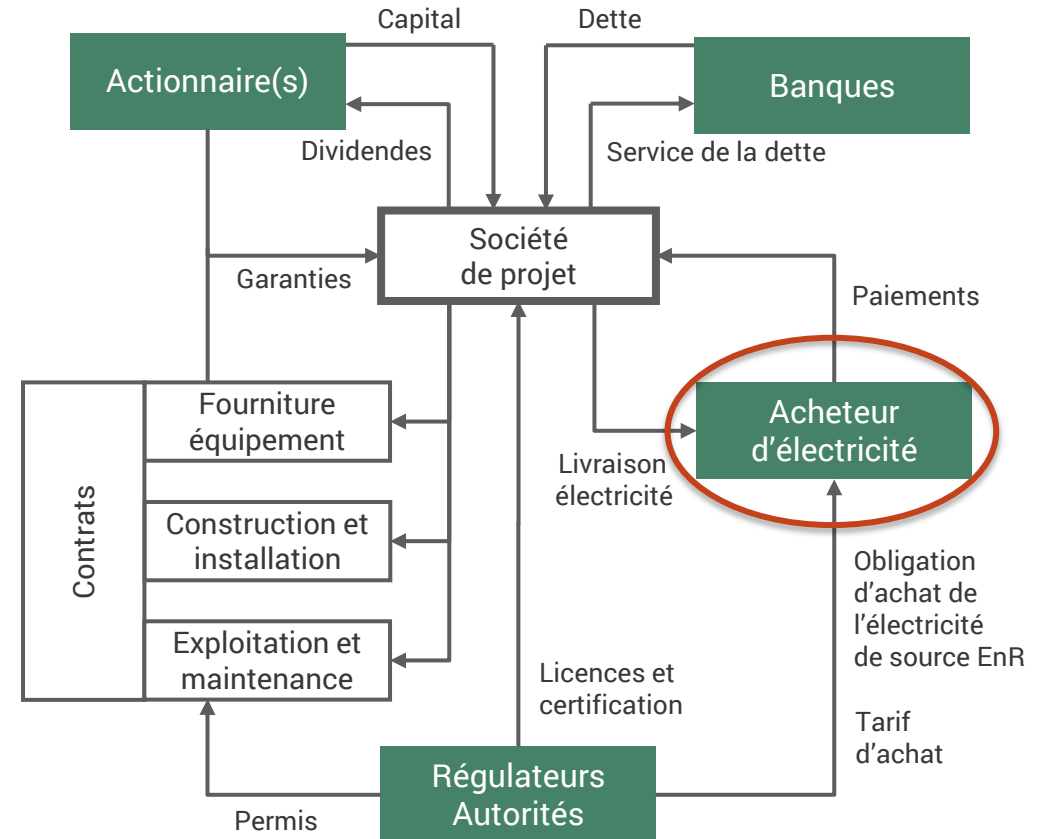
2. Le financement bancaire

Le contrat d'achat de l'électricité

La structure financière conditionne naturellement la structure contractuelle

...au sein de laquelle le contrat d'achat de l'électricité (CAE) occupe un rôle central

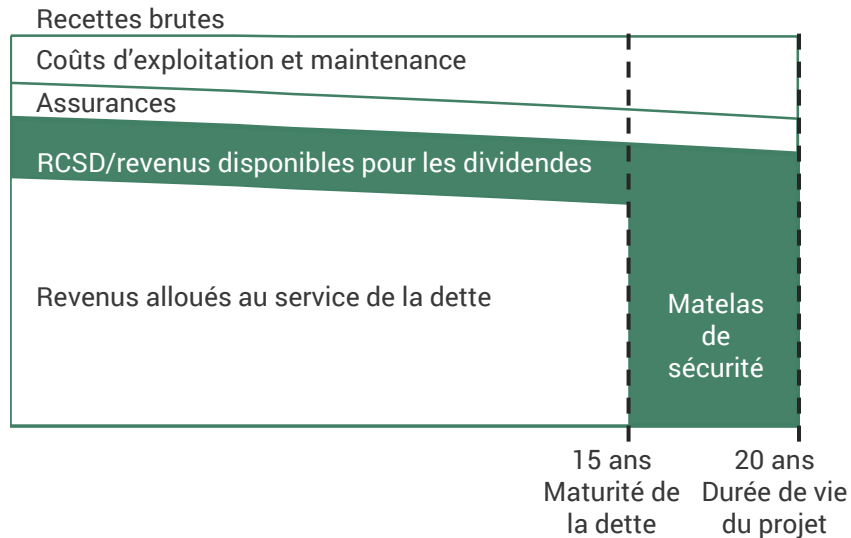
- Le CAE fournit un accès au marché pour l'électricité produite par le projet
- Le CAE contractualise la majorité des revenus perçus par le projet
- Les banques accordent donc une attention toute particulière à ce contrat



Le CAE est l'élément central de la structure contractuelle des projets EnR

2. Le financement bancaire

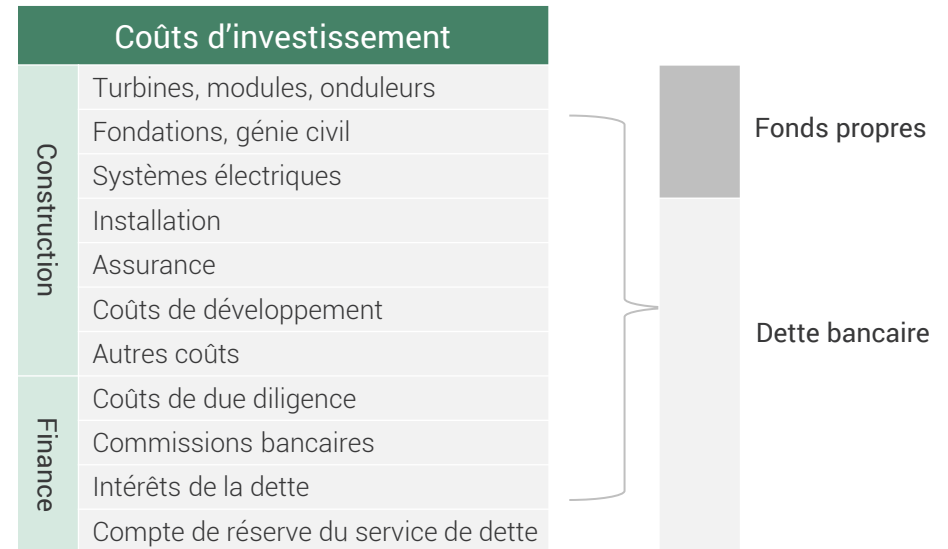
Montant de dette limité par les revenus



Ratio de couverture de la dette (RCSD) à 1,2 sur revenus P90

- Peu ou pas d'aléa sur les prix
- Disponibilité nette autour de 95-98%
- Hypothèses prudentes pour les coûts d'exploitation, maintenance et d'assurances

Montant de dette limité aux investissements



Ratio d'endettement (dette : fonds propres) < 80 : 20

- Dette mezzanine acceptée
- Revenus en construction comptabilisés
- Fonds propres déboursés en premier

Un des buts de la structuration financière est d'assurer que toutes les contraintes convergent vers un même montant final de la dette et ainsi maximiser l'endettement

2. Le financement bancaire

Analyse traditionnelle des risques

Risque état / politique

- Les banques ne s'exposent pas aux risques liés à l'obtention ou aux recours sur les permis du projet
- Les banques acceptent le risque de changement de loi, en l'absence de mesures rétroactives
- La structuration financière et les taux sont plus compétitifs dans un contexte politique stable et prévisible

Risque marchant / prix d'électricité

- Dépend du système de soutien à la filière et varie donc selon les pays
- Les banques peuvent tolérer les aléas liés aux prix de marché de l'électricité mais ne s'exposent pas aux risques de volume de production ("coûts d'équilibrage du réseau")
- La structuration financière est plus coûteuse en présence de prix de marché

Risque de crédit

- La plupart des fournisseurs de turbines et modules sont considérés comme des contreparties acceptables
- Les risques financiers liés aux garanties constructeur pèsent davantage sur les grands projets
- Le risque de crédit de la contrepartie du contrat d'achat de l'électricité (en France EDF OA) est central

L'analyse des risques en financement de projet est commune à tout secteur d'investissement

2. Le financement bancaire

Les termes commerciaux bancaires pour l'éolien terrestre

Standard du marché bancaire	Ratio d'endettement	Ratio de couverture	Maturité post-construction	Marges bancaires	Souscription par projet
2006 – 2007	90:10	1,15 / P90	18 ans	60-90 bps	EUR 5-150 M
2008 – 2010	75:25	1,25 / P90	15 ans	200-270 bps	EUR 5-50 M
2010 – 2013	80:20	1,20 / P90	15 ans	175-225 bps	EUR 5-75 M
2014 – 2015	85:15	1,20 / P90	15 ans	160-225 bps	EUR 5-150 M

Les banques se sont concentrées sur leurs clients, des secteurs d'activités stratégiques et quelques pays

- Le secteur EnR est un secteur cible pour de nombreuses banques aujourd'hui : après une période d'incertitude en 2013, le tarif éolien français en vigueur offre une stabilité et prévisibilité des revenus qui rassure les banques
- Les pays économiquement et politiquement stables (France incluse) sont les plus attractifs

Les conditions commerciales s'améliorent à nouveau et rattrapent les termes d'avant la crise économique

- Liquidité accrue et chute des coûts de financement des banques : coût global de la dette sous 3% sur 15 ans
- Les banques prêtent à nouveau au-delà de la durée du tarif (15 ans) et s'exposent donc aux prix de marché
- Les termes de dette (ratio de couverture, maturité, engagements) sont de plus en plus agressifs, après une longue période de frilosité

2. Le financement bancaire

Les termes commerciaux bancaires pour le solaire photovoltaïque

Standard du marché bancaire	Ratio d'endettement	Ratio de couverture	Maturité post-construction	Marges bancaires	Souscription par projet
2006 – 2008	90:10	1,20 / P90	18 ans	100-150 bps	EUR 5-100 M
2009 – 2010	85:15	1,20 / P90	15 ans	250 bps	EUR 5-50 M
2011 – 2013	85:15	1,20 / P90	15 ans	200-300 bps	EUR 5-50 M
2014 – 2015	85:15	1,20 / P90	18 ans	160-225 bps	EUR 5-100 M

Les projets se font plus rares, poussant à la compétition

- Certaines banques recommencent à souscrire la totalité des projets : Société Générale souscrit l'intégralité du projet Cestas de Neoen en 2014 (300 MWp, soit environ EUR 300 M de dette bancaire)
- Les banques allemandes sont très compétitives sur le marché français car elles bénéficient des lignes de crédit publiques de la KfW pour les projets en développement et construction

Les conditions commerciales sont restées relativement stables pour le solaire photovoltaïque en France

- Ratio de couverture stable autour des 1,15-1,20 sur des revenus P90
- Maturité à 18 ans, laissant 2 ans de sécurité par rapport au 20 ans du tarif en vigueur
- L'amélioration des conditions financières s'est essentiellement retranscrite dans la chute du coût de la dette long terme

2. Le financement bancaire

Les conditions de financement actuelles

Maturités

- Solaire: 18 ans pre-construction et jusqu'aux 20 ans du tarif en refinancement
- Eolien: 15-17 ans, donc incluant du risque marchant, avec conditions de remboursement anticipé

Marges et ratios

- Marges commerciales entre 130-160 bps
- Ratio d'endettement pouvant atteindre 90%
- Ratio de couverture à 1.15-1.20x en P90

Autres

- Lettre de crédit pour le compte de réserve du service de la dette

Une très forte liquidité bancaire depuis 2015 tire les conditions à la baisse

Financement des projets EnR

Sommaire

1. Présentation de Green Giraffe
2. Le financement bancaire
3. **Stratégies d'investissement**
4. Le complément de rémunération et analyse des risques



3. Stratégies d'investissement

Eolien terrestre

Transactions dans l'éolien terrestre en France et en Europe

- Les acteurs les plus actifs sont
 - Les énergéticiens (EDF, GDF Suez via leurs filiales)
 - Les producteurs indépendants d'électricité (Boralex, Valeco, Akuo...)
 - Les fonds de placement privés, "private equity" (Riverstone, Bridgepoint...)
 - Les fonds d'infrastructure (DIF, 3i...), les gestionnaires d'actifs (KGAL...), et les assureurs (AXA, MEAG, Predica...)
- Intervention à différents cycles de développement des projets : les producteurs indépendants et fonds de placement achètent en phase de levée des permis alors que les fonds d'infrastructure préféreront les projets en exploitation ou avec un risque de construction résiduel

Solaire PV

Transactions dans le solaire PV en France et en Europe

- Les acteurs les plus actifs sont
 - Les développeurs (Urbasolar, Valeco, La Compagnie du Vent, SolaireDirect, Akuo...)
 - Les contractants (Juwi...)
 - Les fournisseurs (Sunpower...) entrent aux prémices des projets et revendent avant la construction
- Les producteurs indépendants et énergéticiens rachètent des projets en phase avancée de développement, obtiennent les permis et construisent les projets
- Les investisseurs financiers, fonds d'infrastructure (DIF...), fonds de placement privés (Blackrock...) et assureurs (Allianz...) intègrent les projets en phase avancée de la construction et idéalement en exploitation

La liquidité disponible est supérieure aux besoins d'investissements et les taux de rendement demandés sont en baisse

3. Stratégies d'investissement

Stratégies d'entrée des investisseurs et exposition au risque projet

Investisseur	Dév.	Constr.	Expl.	Commentaires	Dettes?
Energéticiens (EDF, GDF)	Oui	Oui	Parfois	Prises de parts majoritaires, gestion de la construction et exploitation	Probable
Producteurs indépendants	Oui	Oui	Parfois	Prises de parts majoritaires ou minoritaires, conservées tout au long de la vie du projet	Oui
Développeurs purs	Oui	Non	Non	Développent les projets dès leurs origines et revendent au bouclage financier ou après construction	Peu probable
Fonds "private equity"	Oui	Oui	Non	Rentabilité exigée élevée pour des prises de risque en développement. Revente des parts en exploitation	Oui
Fonds infrastructure	Non	Oui	Oui	De nombreux acteurs. Prise de risque de construction. Garanties et contrats de maintenance long terme exigés	Probable
Gestionnaires d'actifs	Non	Parfois	Oui	Achètent des projets construits ou prêts à construire pour les exploiter sur toute leur durée de vie	Peu probable
Fournisseurs Constructeurs	Parfois	Non	Non	Parts minoritaires en développement, avec options de sortie, dans le but d'approvisionner leurs carnets de commandes	Peu probable

Définitions

- "Dév." pour les projets en développement
- "Constr." pour les projets en construction
- "Expl." pour les projets en exploitation

3. Stratégies d'investissement

Exigences de rentabilité et hypothèses retenues en éolien terrestre

Investisseur	Dév.	Constr.	Expl.	Durée	Prod.	Dispo.	O&M	Prix élec.	Dette?
Energéticiens (EDF, GDF)	Moyen	Moy-Haut	Haut	20 ans	P50	95-97%	Standard	Moyen @2,0%	Probable
Producteurs indépendants	Moyen	Moyen	Moy-Haut	>20 ans	P50	97%	Standard	Moy-Bas @2,0%	Oui
Développeurs purs	N.A	N.A	N.A	>20 ans	P50	97%	Standard	Moy-Haut @2,0%	Peu probable
Fonds "private equity"	Haut	Moyen	Haut	>20 ans	P50	98%	Agressif	Moy-Haut @2,0%	Oui
Fonds infrastructure	Haut	Moyen	Moy-Bas	>20 ans	P75	97%	Standard	Moy-Bas @2,0%	Probable
Gestionnaires d'actifs	Haut	Moy-Bas	Bas	20 ans	P75	95-97%	Prudent	Bas @2,0%	Peu probable
Fournisseurs Constructeurs	N.A	N.A	N.A	20 ans	P50	97%	Standard	N/A	Peu probable

Rentabilité exigée "haut", "moyen", "bas" est à comparer au sein d'une même catégorie d'actifs (en développement, en construction, en exploitation) en tenant compte du mode de financement implicite (par exemple sans dette bancaire pour les développeurs purs ou gestionnaires d'actifs, avec pour les producteurs indépendants ou les fonds "private equity")

L'exigence de rentabilité dépend des hypothèses projet, les fonds "private equity" ont par exemple un coût de capital plus élevé mais prennent des hypothèses projet plus agressives

3. Stratégies d'investissement

Exigences de rentabilité et hypothèses retenues en solaire photovoltaïque

Investisseur	Dév.	Constr.	Expl.	Durée	Irradia.	Dispo.	RP - Deg.	Prix élec.	Dettes?
Energéticiens (EDF, GDF)	Moyen	Moy-Haut	Haut	25 ans	P50	98%	83% - 0,5%	Moyen @2,0%	Probable
Producteurs indépendants	Moyen	Moyen	Moy-Haut	25 ans	P50	98.5%	83% - 0,5%	Moy-Bas @2,0%	Oui
Développeurs purs	N.A	N.A	N.A	25 ans	P50	98%	83% - 0,3%	Moy-Haut @2,0%	Peu probable
Fonds "private equity"	Haut	Moyen	Haut	20 ans	P50	99%	85% - 0,3%	Moy-Haut @2,0%	Oui
Fonds infrastructure	Haut	Moyen	Moy-Bas	20 ans	P50	98.5%	83% - 0,5%	Moy-Bas @2,0%	Probable
Gestionnaires d'actifs	Haut	Moy-Bas	Bas	20 ans	P50	98%	81% - 0,7%	Bas @2,0%	Peu probable
Fournisseurs Constructeurs	N.A	N.A	N.A	25 ans	P50	98%	83% - 0,5%	N/A	Peu probable

Rentabilité exigée "haut", "moyen", "bas" est à comparer au sein d'une même catégorie d'actifs (en développement, en construction, en exploitation) en tenant compte du mode de financement implicite (par exemple sans dette bancaire pour les développeurs purs ou gestionnaires d'actifs, avec pour les producteurs indépendants ou les fonds "private equity")

Les énergéticiens sont proportionnellement moins présents que dans l'éolien terrestre (du fait de la taille des projets) d'où l'augmentation légère des taux de rentabilité exigés

3. Stratégies d'investissement

Les conditions d'investissement actuelles

Valorisation à la hausse

- Au-delà des EUR 2/W
- Autour de EUR 700-800/MWh/an

Période d'investissement

- Tout stade (développement, construction, exploitation)
- La compétitivité pousse certains acteurs à remonter la chaîne de valeur et à investir plus tôt dans les projets

Conditions de valorisation

- Investisseur "prudent": 25 ans, P75, financement sur fonds propres ou hypothèses bancaires conservatrices (ratio d'endettement autour de 60%, marges élevées), prix de marché "Pöyry low", faible rentabilité exigée
- Investisseur "agressif": 25 ans, P50, hypothèses bancaires agressives (ratio d'endettement autour de 80%, marges faibles), prix de marché "Pöyry mid", rentabilité exigée élevée

Rentabilité projet normalisée

- Solaire: équivalent 4-5%
- Eolien: équivalent 5-7%

Une très forte liquidité du marché depuis 2015 tire les valorisations à la hausse

Financement des projets EnR

Sommaire

1. Présentation de Green Giraffe
2. Le financement bancaire
3. Stratégies d'investissement
4. Le complément de rémunération et analyse des risques



4. Le complément de rémunération et analyse des risques

La formule du complément de rémunération

Les futurs projets vendront leur électricité au prix de marché et toucheront le complément de rémunération (CR) suivant

$$CR = P \times N \times (\alpha T_e - M_0) - (Nb_{\text{capa}} \times P_{\text{ref capa}}) + P_{\text{gestion}}$$

Quatre composantes

- La prime d'énergie ex-post $P \times N \times (\alpha T_e - M_0)$
- La déduction de la valorisation des certificats de capacité $Nb_{\text{capa}} \times P_{\text{ref capa}}$
- La prime de gestion P_{gestion}

L'acceptabilité d'une telle formule pour les institutions bancaires et les investisseurs repose essentiellement sur deux piliers

- La prévisibilité des revenus : les mécanismes de marché introduisent naturellement un aléa additionnel dans l'estimation des revenus (en sus du productible) qui est reflété par des ratios de couverture de la dette plus élevés et donc une capacité d'endettement réduite. Le manque à gagner doit ainsi être comblé par un apport en fonds propres additionnel (ou une augmentation du CR). Toute incertitude liée à l'estimation des éléments de la formule aura un impact négatif significatif sur la rentabilité des projets
- Une période de transition, de familiarisation avec le nouveau mode de rémunération. Une transition à un mécanisme de marché sans phase transitoire durant laquelle les projets pourraient choisir entre les deux systèmes se traduira nécessairement par un ralentissement temporaire (mais significatif) de la filière

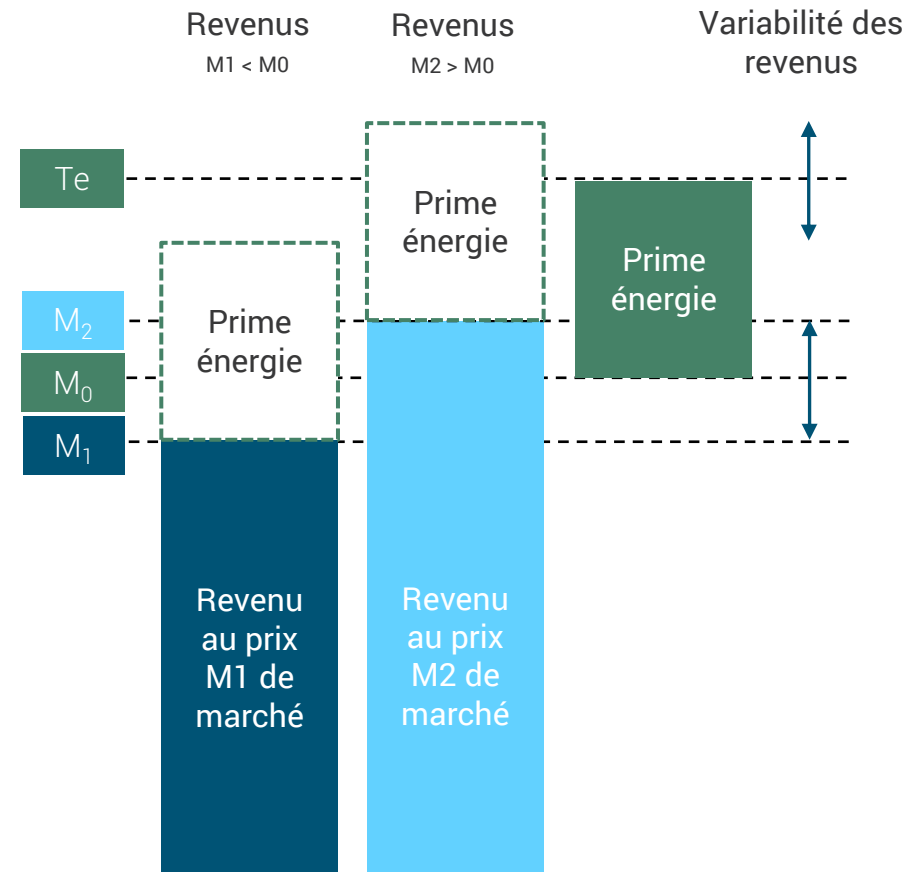
4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Prime d'énergie ex-post

$$\text{Prime d'énergie} = P \times N \times (\alpha T_e - M_0)$$

Les termes de la formule sont définis comme suit

- P : puissance de l'installation
- N : nombre d'heures de fonctionnement équivalent pleine puissance de l'installation
- α : coefficient de dégressivité de la prime variable dont la moyenne sur la durée du contrat devrait être égale à 1 (fixé ex-ante et propre à chaque filière)
- T_e : prix d'achat de référence en EUR/MWh, terme équivalent aux tarifs d'achat actuels (fixé ex-ante)
- M_0 : niveau de revenu standard pour une installation, calculé ex-post et correspondant à la moyenne des prix spots positifs pondérés par les volumes produits sur l'année par la filière



4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Certificats de capacité, garanties d'origine et prime de gestion

$$-(Nb_{\text{capa}} \times P_{\text{ref capa}}) + P_{\text{gestion}}$$

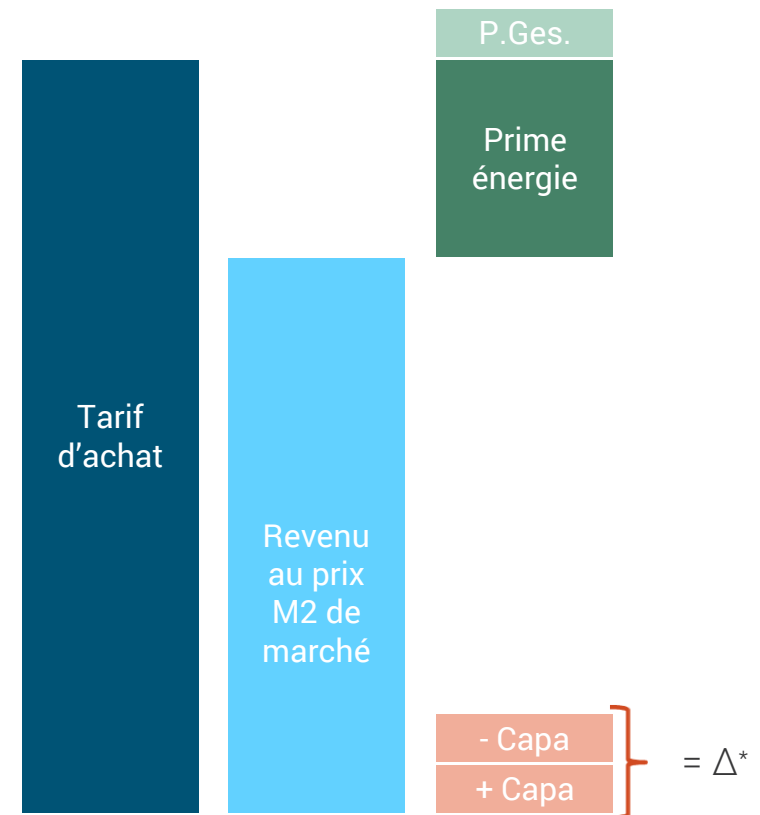
Prise en compte des autres recettes du producteur, tirées du marché de capacité et des garanties d'origine notamment

La déduction de la valorisation des certificats de capacité

- Nb_{capa} : nombre de certificats de capacité délivrés à l'installation suivant ses caractéristiques intrinsèques
- $P_{\text{ref capa}}$: prix de référence du/des certificat(s) de capacité sur la période considérée, déterminé ex-post

La prime de gestion

- P_{gestion} : prime de gestion fixée ex-ante, de façon forfaitaire et éventuellement dégressive



* Valorisations perçues par les producteurs puis déduites du CR, dépend de la différence entre prix de référence et prix réels

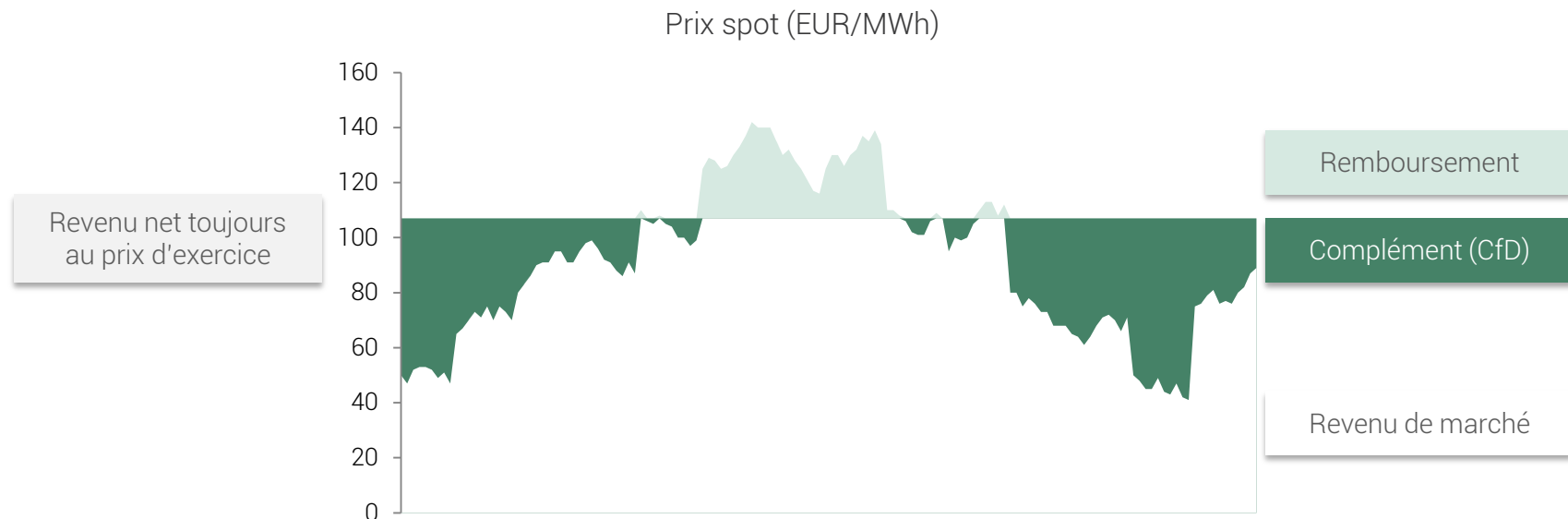
4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Les précédents européens – Royaume Uni

Le Royaume-Uni a récemment instauré un système de vente sur le marché et prime complémentaire en sus du prix de marché ("contract for difference", ou CfD) afin de remplacer à terme l'ancien système des certificats verts (ROC)

Le CfD est un contrat long terme de 15 ans au titre duquel le producteur perçoit la prime complémentaire définie comme la différence entre un prix d'exercice défini par filière et un prix de référence calculé sur la base des prix de marché spot

- Le prix d'exercice est indexé sur la durée du contrat
- Les versements entre producteurs et distributeurs (selon la position du prix de référence par rapport au prix d'exercice) s'effectue par l'intermédiaire d'une entité étatique

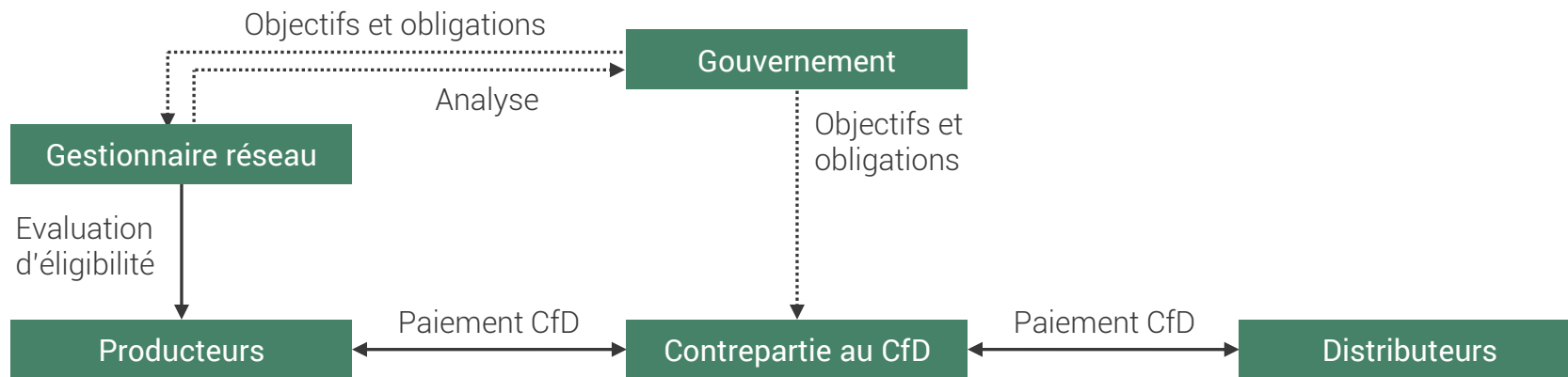


4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Les précédents européens – Royaume Uni

Les autres particularités notables de ce nouveau système sont les suivantes

- L'allocation des CfD s'effectue annuellement, via un système d'appel d'offres pour un budget pré-dimensionné
- Le prix de référence est indexé sur l'indice des prix à la consommation durant la période de 15 ans
- Jusqu'en Mars 2017, les projets pourront choisir parmi les deux systèmes, ROC ou CfD (avec la possibilité de postuler pour le système ROC en cas d'échec d'obtention d'un contrat CfD), assurant ainsi une transition progressive vers les CfD
- Une entité étatique à responsabilité limitée, la "Low Carbon Contracts Company" (LCCC) supervise et agit en tant que contrepartie de tous les contrats CfD. La LCCC ne dépendra pas du soutien financier de l'Etat britannique et effectuera ses paiements aux producteurs sur la base des recettes provenant des distributeurs (sous forme de provisions trimestrielles)
- L'enveloppe budgétaire, le "Levy Control Framework" (LCF), allouée au soutien de la transition énergétique est majorée à GBPi7,6imilliards à l'horizon 2020 et conditionne par conséquent le nombre des futurs projets à construire



4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Les précédents européens – Allemagne

L'Allemagne a instauré en 2012 un système de vente sur le marché et prime complémentaire en sus du prix de marché ("direct marketing", ou DM) afin de remplacer progressivement le système de tarif garanti existant, et qui inclut

- Un prix d'exercice non indexé est défini sur la durée du contrat
- Un prix de marché de référence calculé comme la moyenne des prix de marché EPEX spot (pour la zone Allemagne-Autriche) pondérés par les volumes de production de la filière concernée (éolien terrestre, solaire PV...)
- Les projets peuvent vendre l'électricité produite directement sur le marché EPEX ou par l'intermédiaire d'un distributeur capable de supporter les risques d'équilibrage des coûts sur le marché
- Le coût brut de ce mécanisme de soutien est transféré aux consommateurs

Le gouvernement Allemand a défini une feuille de route détaillée sur les installations futures et prévoit de diminuer progressivement les prix d'exercice sur les prochaines années

- Les valeurs sont connues à ce jour ce qui assure une prévisibilité des revenus des projets futurs
- 2,5 GW d'éolien terrestre par an et 2,5 GW de solaire par an
- En cas de congestion des secteurs, les prix d'exercice seront diminués plus rapidement
- A ce jour, environ, sur l'ensemble des projets en Allemagne ayant opté pour le DM, 70% sont des projets éoliens terrestres et 10% des projets solaires PV
- La quasi-totalité des projets éoliens terrestres ont opté pour le DM, ce qui reflète une large acceptabilité de ce système
- Les conditions de financement des projets sont restées globalement inchangées

4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Les précédents européens – principaux points de bancabilité

Distributeurs de dernier recours et risque de crédit des distributeurs

- Le distributeur gère le risque d'équilibrage des coûts liés à la différence entre les marchés spot et intra-journalier
- Royaume-Uni
 - Tout projet peut obtenir un CfD de 12 mois avec un distributeur de dernier recours, contre un rabais de 25 GBP/MWh du prix de référence, et résiliable sous préavis de 6 mois, assurant ainsi un accès certain au marché pour les producteurs
 - Les distributeurs gérant plus de 6% des volumes électriques du Royaume-Uni devront être appelable en dernier recours et afficher une notation de crédit au dessus de BBB- (ou des lettres de crédit d'institutions notées A-)
- Allemagne
 - De nombreux distributeurs sont aujourd'hui considérés comme des contreparties crédibles par les banques
 - Un projet peut postuler au "tarif exceptionnel" assurant une rémunération à hauteur de 80% du prix d'exercice

Risque de marché et gestion des prix négatifs

- En Allemagne comme au Royaume-Uni, le prix de référence est calculé sur la base des prix du marché spot assurant théoriquement une certaine corrélation entre prix de marché et prix de référence qui diminue l'incertitude sur les revenus sans toutefois la supprimer
- Royaume-Uni : le montant du complément de rémunération est limité à la valeur du prix d'exercice (et le producteur percevra donc au total moins que le prix de référence)
- Allemagne : pour des périodes inférieures à 6 heures consécutives, le projet continue de recevoir la différence entre le prix de référence et le prix de marché (négatif)

4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Bancabilité du complément de rémunération – prime d'énergie ex-post

Paramètre	Définition	Impact sur la bancabilité des revenus
T_e	Défini ex-ante Tarif de référence (a priori proche des tarifs actuels)	Pas d'impact sur la bancabilité des projets si la valeur est non révisable sur la durée du contrat L'inflation assure une protection contre la hausse des prix de marché et attire aujourd'hui les investisseurs institutionnels, permettant également de réduire le taux de rentabilité exigé sur les fonds propres ce qui participe à la diminution du CMPC et donc du tarif cible. Toutefois, certains pays comme l'Allemagne n'indexent pas leurs tarifs
α	Indéfini Coefficient dégressivité Moyenne =1 sur durée contrat	Remarques préalables <ul style="list-style-type: none">• La valeur cible ou le profil cible sont à fixer ex-ante au risque de voir les ratios de couverture et d'endettement se dégrader (moins de dette, plus de fonds propres)• La formule doit être claire et compréhensible par l'ensemble des acteurs du secteur, actionnaires, banques, conseillers techniques, juridiques et financiers : tout calcul dynamique (fonction de la production ou de la durée du contrat d'achat par exemple) est à proscrire Pour une valeur supérieure à 1 sur les premières années du contrat d'achat <ul style="list-style-type: none">• La rentabilité actionnaire est accrue car les distributions sont perçues plus tôt• La durée de vie moyenne de la dette est diminuée car la majorité des revenus allouables au remboursement de la dette a lieu en début de période de remboursement de la dette

4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Bancabilité du complément de rémunération – prime d'énergie ex-post

Paramètre	Définition	Impact sur la bancabilité des revenus
M_0	<p>Défini ex-post</p> <p>Moyenne des prix spots positifs pondérés par les volumes produits sur l'année par la filière (hors volumes produits en périodes de prix négatifs)</p>	<p>Peut prendre différentes formes</p> <ul style="list-style-type: none">• Prix spot, valeur moyenne du prix spot constaté sur une période donnée (jour, mois, année, etc.), prix de marché "forward" à différentes échéances (jour, mois...), etc• Cette valeur de référence peut être normalisée en fonction du profil de production de chaque filière <p>M_0 doit absolument être calculé sur la même base indiciaire que les prix M spot perçus par le projet</p> <ul style="list-style-type: none">• Une différence trop élevée entre M_0 et M introduit un aléa non prévisible et difficilement quantifiable dans le calcul des revenus : le montant de dette diminue, les fonds propres augmentent• M_0 doit être calculé par filière et sur la base du même indice que le prix M (marché spot) pour assurer une corrélation maximale entre ces deux quantités• Si le prix de référence M_0 est calculé comme la moyenne des prix spot pondérés par les volumes de production de la filière (i.e. une valeur différente et spécifique par filière) alors M_0 et M seront naturellement assez proches. Toutefois, les projets dont la production est non parfaitement corrélée à la production nationale seront nécessairement impactés (positivement ou négativement)• Dans le cas contraire les banques se couvriront contre le risque de fluctuation des prix en imposant des ratios de couverture plus élevés et des ratios d'endettement plus faibles• Les banques imposeront un contrat d'achat de long terme couvrant ce risque d'écart d'indice, ce qui aura un coût (faible si la formule est claire, élevé si elle ne l'est pas) <p>Un calcul annuel lisse la saisonnalité de la production et biaise le calcul des revenus mensuels : si la formule est claire, cela n'a pas d'impact sur la bancabilité mais sur les revenus du projet</p>

La dernière formule du complément de rémunération respecte le principe de bancabilité sur le calcul de M_0 (référence au prix spot M)

4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Bancabilité du complément de rémunération – certificats de capacité et garanties d'origine

Paramètre	Définition	Impact sur la bancabilité des revenus
N.B	Aléa prix de référence et prix de marché	Il s'agit de faire la différence entre les revenus prévisibles du projets et les revenus que les banques acceptent de prendre en compte pour dimensionner la dette
Nb_{capa}	Nombre de certificats de capacité délivrés	Les revenus nets ne sont pas impactés par les certificats de capacité (perçus séparément et déduits dans le complément de rémunération)
$P_{\text{ref capa}}$	Défini ex-post Prix de référence des certificats	<p>Les projets EnR vendront très peu de capacité (de l'ordre de 5-10% de la puissance totale): si ce prix de marché est déduit des revenus du projet, cela pourrait compromettre complètement la bancabilité du projet, car les banques n'accepteront pas de prendre ce risque de variation à la baisse des revenus du projet, qu'elles considèreront comme étant à la fois potentiellement élevé et imprévisible</p> <p>Tout aléa dans cette valeur aura un impact négatif</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si le prix est défini par un mécanisme de marché (variable en fonction de l'offre et la demande) les banques ne financeront pas les projets qui seront donc non bancables: le complément de rémunération ajoute déjà un aléa sur les prix de marché de l'énergie, les banques ne voudront pas prendre un risque de marché additionnel sur les certificats de capacité • Si le prix est fixe ou prévisible: a priori les revenus nets sont peu impactés, toutefois, il faudra quelques années d'adaptation pour le marché bancaire qui comptera une marge de 10-20% sur les prix de marché dans le calcul de la dette ce qui augmentera les besoins en fonds propres d'autant

La dernière formule du complément de rémunération semble encadrer les prix de marché de capacité et donc limite ce risque pour les banques et les investisseurs

4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Bancabilité du complément de rémunération – la prime de gestion

Paramètre	Définition	Impact sur la bancabilité des revenus
P_{gestion}	Défini ex-ante Prime de gestion forfaitaire dégressive	<p>Toute dégressivité doit être définie ex-ante également</p> <ul style="list-style-type: none">• Le coût de l'intermittence de la production doit être transféré sinon les projets ne sont pas bancables• A priori il est possible de transférer ce risque via les grands électriciens• Dans un marché liquide comme l'Allemagne, ce coût a un prix global relativement bas (moins de 2 EUR/MWh)• Toutefois, cela n'est pas toujours le cas : au Royaume-Uni sous le mécanisme des ROC, le rabais imputé au projet par les électriciens atteignait 30-40% du prix de marché de l'électricité• Une période de transition aiderait à développer un tel marché <p>Cette prime compenserait donc</p> <ul style="list-style-type: none">• Le coût de l'intermittence dont le risque serait idéalement transféré au distributeur contre un paiement de l'ordre de 2 EUR/MWh dans un marché liquide et établi (EDF OA enregistre un coût d'environ 0,6 EUR/MWh pour l'éolien et 0,7 EUR/MWh pour le solaire et bénéficie naturellement d'économies d'échelles significatives sur l'ensemble du réseau français). Cette différence sera par ailleurs supérieure pour certains projets (pouvant aller au-delà de 5 EUR/MWh) et dans les premières années d'implémentation où le marché français devra s'adapter à ces nouvelles contraintes de marché• Les coûts de commercialisation (électricité, garanties d'origine, certificats de capacité), d'inscription (aux registres des garanties d'origine et des certificats de capacité), et d'audits <p>Les coûts totaux à compenser avoisinent 4 EUR/MWh</p>

La dernière formule du complément de rémunération inclura probablement une prime suffisante pour gérer le risque d'équilibrage

4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Autres considérations liées à la bancabilité

Risque de crédit des distributeurs

- EDF présente un faible risque de crédit mais qu'en sera-t-il des nouveaux entrants sur le secteur : problématique des agrégateurs dont les banques sauront difficilement évaluer le risque crédit
- Les banques se protègent d'un tel risque en demandant des lettres de crédit coûteuses pour le projet

Distributeurs de dernier recours et plancher de rémunération

- L'existence d'un distributeur de dernier recours et d'un plancher de rémunération sont essentiels à la bancabilité
- L'incapacité de vente d'électricité est l'un des principaux risques analysés par les banques
 - En cas de faillite du distributeur ou de résiliation du contrat d'achat, le projet doit pouvoir signer un nouveau contrat d'achat dans les plus brefs délais et à un prix assurant a minima le service de la dette (intérêts et principal)
 - D'où la nécessité de pouvoir se tourner en dernier recours vers un distributeur préalablement identifié et à un prix rabais (en compensation du risque porté par ce distributeur de dernier recours, contraint de racheter l'électricité du projet)
- Le dimensionnement de la dette avec un ratio de couverture à 1,2 permet au projet de supporter une baisse de revenus de l'ordre de 20% tout en assurant le service de la dette
- Un plancher de rémunération à environ 80% des tarifs d'achats existants (comme c'est le cas en Allemagne) assurerait une telle protection et rassurerait les banques pour leur faire accepter le risque de dernier recours (ainsi limité). Un plancher trop faible ne couvrirait pas l'intégralité du risque et les banques pourraient alors dégrader leurs conditions

4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Autres considérations liées à la bancabilité

Risque de marché et gestion des prix négatifs

- L'occurrence de prix négatifs peut être prise en compte
 - Dans le calcul du prix de référence (M_0)
 - Dans le calcul du complément de rémunération : comme au Royaume-Uni où le complément est limité au prix d'exercice ou comme en Allemagne où il n'est pas payé au-delà du seuil des 6h consécutives de prix négatifs

Régime transitoire

- Le marché allemand s'est développé progressivement (sur une base volontaire du passage des tarifs de rachat au DM) ce qui a permis aux acteurs du marché (distributeurs, banques) de s'adapter progressivement sans freiner la croissance du secteur

Complexité de la formule

- Formule simplifiée mais toujours assortie d'une certaine complexité : α , M_0 , certificats de capacité (double risque de marché)
- Toute complexité se traduit par de nouvelles requêtes des prêteurs en termes d'analyse du risque de marché
- Les petits projets peuvent difficilement supporter des frais de due diligence élevés. A terme, les énergéticiens (modèle intégré producteur-distributeur) auront un avantage comparatif
- Toute rétroactivité des règles ou révisions périodiques non explicitées ex-ante sont à proscrire

4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Conclusions

I

Le complément de rémunération est un concept de soutien financier s'il assure une prévisibilité et stabilité de long terme sur les revenus

II

La complexité détériore fortement les conditions de financement et se traduira à long terme par une sortie du secteur des producteurs indépendants

III

Une double composante de marché (prix de l'électricité et certificats de capacité) sera non bancable et les projets devront se financer sur fonds propres uniquement

IV

La dernière formule du complément de rémunération semble respecter ces principes et l'on peut espérer un maintien des conditions actuelles de financement (sur la formule)

4. Le complément de rémunération et analyse des risques

Conclusions

I

Le coût d'intermittence doit être explicitement porté par un tiers autre que le projet qui doit être rémunéré pour ce faire (c'est le rôle de la prime de gestion à 4 EUR/MWh)

II

L'existence d'un distributeur de dernier recours et d'un plancher minimal de rémunération est essentielle pour la "bancabilité"

III

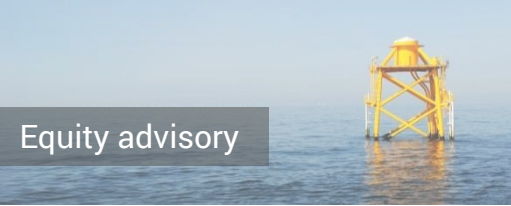
L'absence de période de transition entre les deux régimes (tarif de rachat vs. complément de rémunération) pourrait freiner le secteur (et son financement)

IV

Ces derniers éléments sont encore à l'études et conditionneront les conditions de financement des futurs projets



Debt advisory



Equity advisory



Modelling



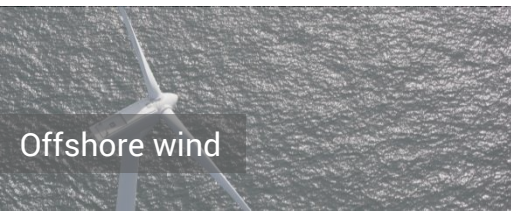
Strategic advisory



The renewable energy financial advisors

HAMBURG • LONDON • PARIS • UTRECHT

green-giraffe.eu



Offshore wind



Onshore wind



Solar



Other renewables