



# ÉVALUATION DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

---

RAPPORT FINAL MAI 2020

## TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES.....	2
Introduction .....	5
1. Description générale des résultats du mécanisme de soutien.....	7
1.1 Combien d'aides ont été accordées ?.....	7
1.2 Combien d'entreprises ont reçu l'aide dans le cadre du régime ? .....	14
1.3 Combien de nouvelles installations ont été développées dans le cadre du programme ? .....	15
1.4 Combien de nouvelles capacités ont été installées dans le cadre du programme ? .....	22
1.5 Quels ont été les principaux types de projets et d'entreprises bénéficiaires ?.....	23
1.6 Quels ont été les résultats de chaque type d'enchères réalisées dans le cadre du régime ? .	38
1.7 Des mécanismes de sauvegarde ont-ils été mis en place suite aux enchères ? Ont-ils changé avec le temps ? .....	38
2 Impacts directs.....	41
2.1 Les bénéficiaires ont-ils augmenté la production d'énergie à partir d'énergies renouvelables ?	41
2.2 Les bénéficiaires ont-ils augmenté la capacité d'énergies renouvelables ? .....	43
2.3 Les impacts ont-ils varié entre les différentes catégories d'appel d'offres ? .....	59
3 Impacts indirects.....	60
3.1 Impacts indirects positifs .....	60
3.2 Impacts indirects négatifs .....	75
4 Pertinence.....	83
4.1 Pour l'éolien, la biomasse et l'hydroélectricité : quelle capacité a été installée par voie d'appels d'offres par rapport au système de support précédent ? .....	83
4.2 Pour toutes les technologies dans lesquelles des appels d'offres ont été organisés avant 2016 (PV, biomasse), quel a été l'impact du nouveau concept d'appel d'offres ? .....	87
5 Proportionnalité.....	90
5.1 Le niveau de l'aide était-il proportionné ?.....	90
5.2 L'aide a-t-elle été adaptée en temps et de manière appropriée pour assurer la proportionnalité ? Les prix les plus élevés ont-ils contribué à la proportionnalité ?.....	96
5.3 Comment l'intensité de la compétition a-t-elle évolué ou s'est-elle différenciée dans les différentes étapes des sélections ?.....	96

5.4	Comment les prix des offres ont-ils évolué ou se sont-ils différenciés au fil du temps dans les différentes étapes des sélections ?.....	100
5.5	Les soumissionnaires se sont-ils comportés de manière stratégique et quels ont été les effets des offres stratégiques sur l'intensité de la concurrence, le niveau de soutien offert, le taux d'achèvement ?.....	104
6	Bonus local.....	107
6.1	Quelle est la proportion des financements participatifs dans les appels d'offres en termes d'offres reçues et quelle est la répartition investisseur particulier/investisseur public ?.....	107
6.2	Quelle est la proportion des financements participatifs dans les appels d'offres en termes d'offres retenues et quelle est la répartition investisseur particulier/investisseur public ?.....	108
6.3	Quel est le niveau de prix offert par les projets participatifs par rapport aux autres projets et comment se classent-ils ?.....	111
6.4	La France a-t-elle observé des abandons sur ce type de projets ? Quelles en ont été les raisons ?	116
6.5	Des projets qui s'étaient engagés à mettre en œuvre du financement participatif ont-ils échoués à le faire ? .....	116
6.6	Impact du bonus sur le nombre de projets participatifs et sur l'acceptabilité des projets ?	116
6.7	Quel est le surcoût induit par cette mesure ? .....	117
6.8	La mesure a-t-elle eu un impact sur le taux de succès des projets comparé aux projets ne bénéficiant pas de ce bonus ?.....	120
7	Impact hydroélectricité.....	121
7.1	Quel a été l'impact des critères de qualité environnementale sur la distribution finale des offres attribuées ?.....	121
7.2	Quel a été l'impact du critère de qualité de l'énergie sur la distribution finale des offres attribuées ? .....	122
8	Impact solaire.....	123
8.1	Quel a été l'impact des critères carbone sur la distribution finale des offres attribuées ?...	123
8.2	Quel a été l'impact de l'augmentation de l'influence du prix ?.....	125
9	Impact Biomasse .....	128
9.1	Quel a été l'impact du critère de récupération de la chaleur résiduelle .....	128
9.2	Bonus pour effluents d'élevage : impact sur la participation de ce type de projets .....	129
9.3	Bonus pour les effluents d'élevage : impact sur le niveau de prix offert par les projets employant des effluents d'élevage.....	129

10	Impact offre mixte solaire éolien.....	130
10.1	Impact sur le taux de participation.....	130
10.2	Impact sur la répartition géographique des installations sélectionnées, impact sur le réseau et impact sur le type de projet.....	130
10.3	Impact sur le prix .....	131
11	Annexes.....	133
11.1	Méthode de calcul des émissions de CO <sub>2</sub> et des prix de l'électricité .....	133
11.2	Artelys .....	135
11.3	Simulation d'appel d'offres technologiquement neutre .....	135
	Introduction de l'annexe technologiquement neutre .....	136
1.	Annexe TN : Description générale des résultats du mécanisme de soutien .....	138
1.1	Annexe TN : Combien d'aides ont été accordées .....	138
1.2	Annexe TN : Combien de nouvelles installations ont été développées dans le cadre du programme ?.....	139
1.3	Annexe TN : Quelles sont les technologies des projets lauréats ? .....	139
2	Annexe TN : Impact direct du mécanisme de soutien sur les bénéficiaires .....	141
3	Annexe TN : Impacts indirects .....	146
3.1	Annexe TN : Impacts indirects positifs.....	146
3.2	Annexe TN : Impacts indirects négatifs.....	148
4	Annexe TN : Proportionnalité .....	149
4.1	Annexe TN : Comment les prix des offres ont-ils évolué ou se sont-ils différenciés au fil du temps dans les différentes étapes des sélections ?.....	149
5	Annexe TN : Comparaison avec les appels d'offres réels .....	150
5.1	Dans quelle mesure la sous-souscription aurait-elle été évitée si des appels d'offres moins étroits et non spécifiques à une technologie donnée avaient été utilisés ? .....	150
5.2	Technologies .....	152
5.3	Comment la quantité d'électricité produite évolue-t-elle par rapport aux appels d'offres réels ? 155	
5.4	Tarif moyen de référence et coût moyen de l'électricité pour l'Etat .....	156
5.5	Coût total du dispositif pour l'Etat.....	159

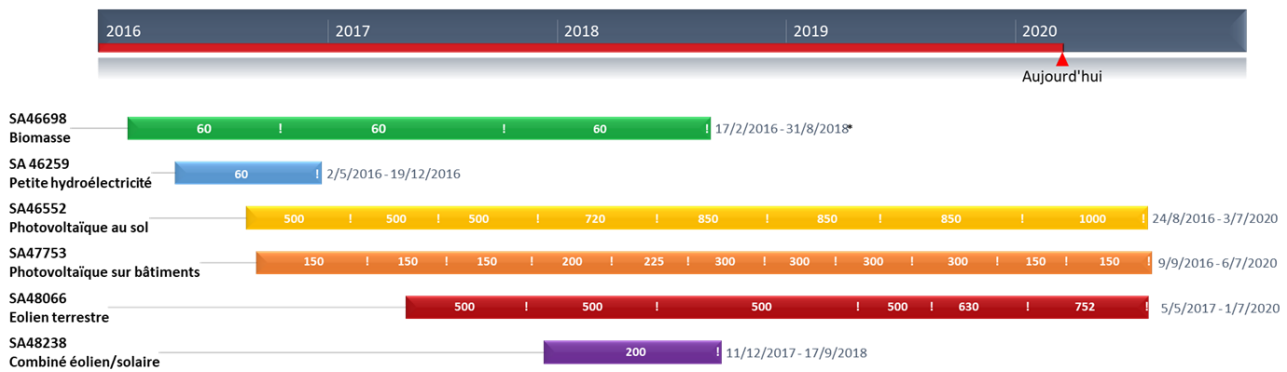
## Introduction

Dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique, l'Union européenne (UE) s'est dotée avec les paquets « énergie-climat » (2008) et « énergie propre » (2016) d'ambitions fortes, en visant 20% d'énergie renouvelable dans son mix énergétique en 2020 et 27% en 2030, appuyées par des actes législatifs tels la refonte en 2018 de la directive de 2009 du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (RED II). La France s'est placée au-dessus des objectifs européens avec le Grenelle de l'environnement (2009) prévoyant 23% de renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020 et la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (2015) visant 32% en 2030 (objectif porté à 33% par la loi relative à l'énergie et au climat de 2019), avec notamment 40% de renouvelables dans sa production d'électricité. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2015 cadre cette volonté en fixant des objectifs de capacités installées pour le solaire (18,2-20,2 GW), l'éolien (21,8-26 GW), l'hydroélectricité (25,8 – 26,05 GW) et la biomasse (790-1040 MW) fin 2023. La nouvelle PPE 2019-2028 fixe les objectifs de 2023 (20,6 GW solaire, 24,6 GW éolien terrestre, 25,7 GW hydroélectricité et 1,07 GW biomasse-bois et biogaz méthanisation) et donne les ambitions à l'horizon 2028 (respectivement 35,6-44,5 GW, 34,1-35,6 GW, 26,4-26,7 GW et 1,14-1,21 GW).

Au vu de ses engagements, et suivant les règles édictées par les traités européens, l'Etat français a lancé 6 appels d'offres instruits par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) entre 2016 et 2020 (voir Figure 1). En reprenant les notations européennes, ces appels d'offres portent, au 28 mai 2020 sur :

- **SA.46698 : 150MW** de centrales biomasses, entre 0,3 et 25 MW, et 30MW de centrales biogaz, entre 0.5 et 5MW
- **SA.46259 : 60MW** de petites centrales hydroélectriques, réparties en quatre familles selon leur puissance (min 36kW), l'installation sur des seuils existants ou non et l'usage préexistant du seuil (navigation, irrigation, alimentation en eau potable)
- **SA.46552 : 5770MW** de centrales photovoltaïques au sol, entre 500kW et 30MW, incluant les ombrières de parking
- **SA.47753 : 2375MW** de centrales photovoltaïques sur bâtiment, entre 100kW et 8MW, et sur ombrières de parking (ayant une capacité inférieure à 500 kW)
- **SA.48066 : 3382MW** d'éoliennes terrestres, pour les installations d'au moins 7 éoliennes ou dont une éolienne a une puissance supérieure à 3MW, ou condition spéciale
- **SA.48238 : 200MW** d'installations photovoltaïques au sol ou éoliennes entre 5 et 18MW

Chaque lauréat bénéficie d'un contrat d'achat (uniquement pour des installations sous 500 kW) ou à un contrat de complément de rémunération calculé sur un prix qu'il a proposé. De plus, afin d'inciter la société civile à participer à ces projets et dans le but d'améliorer leur acceptabilité sociale, une prime au financement et à l'investissement participatif a été mise en place. Dans le cas de la biomasse, des bonus pour le classement de l'offre sont appliqués en cas de surperformance en matière de qualité de l'air rejeté et de valorisation de la chaleur fatale des fumées. Dans le cas particulier de la méthanisation, une prime est attribuée à l'utilisation d'effluents d'élevages.



! Date limite de dépôt de candidature de la période (NB: les dates de début de dépôt ne sont pas représentées)  
\* Date de mise en ligne de l'AO – Date de dépôt de la dernière candidature

**Figure 1 - Chronologie des appels d'offres lancés par la CRE concerné par l'étude, au 28/05/2020**

Le présent rapport est établi pour le compte de la Direction générale de l'Énergie et du Climat (Ministère de la Transition écologique et solidaire), dans le but de répondre aux demandes d'évaluation des mécanismes de soutien, exprimées par la Direction générale de la Concurrence de la Commission Européenne.

L'analyse porte sur 10 critères différents, eux-mêmes sous-divisés en un certain nombre de questions.

1. Description générale des résultats du mécanisme de soutien
2. Impact direct du mécanisme sur les bénéficiaires
3. Impacts indirects positifs/négatifs du mécanisme
4. Pertinence
5. Proportionnalité
6. Bonus local
7. Impact sur l'hydroélectricité
8. Impact sur le solaire
9. Impact sur la biomasse
10. Impacts communs solaire/éolien

Chaque type d'appel d'offres vise spécifiquement certaines technologies en les classant par famille. La définition de ces familles est rappelée en section 1.5.1.

Les ordres de grandeur du parc électrique français en 2017 (sans les projets) sont par ailleurs rappelés en annexe (section 11.1).

Ce rapport contient aussi une annexe simulant le comportement d'appels d'offres technologiquement neutres qui auraient remplacés les appels d'offres étudiés.

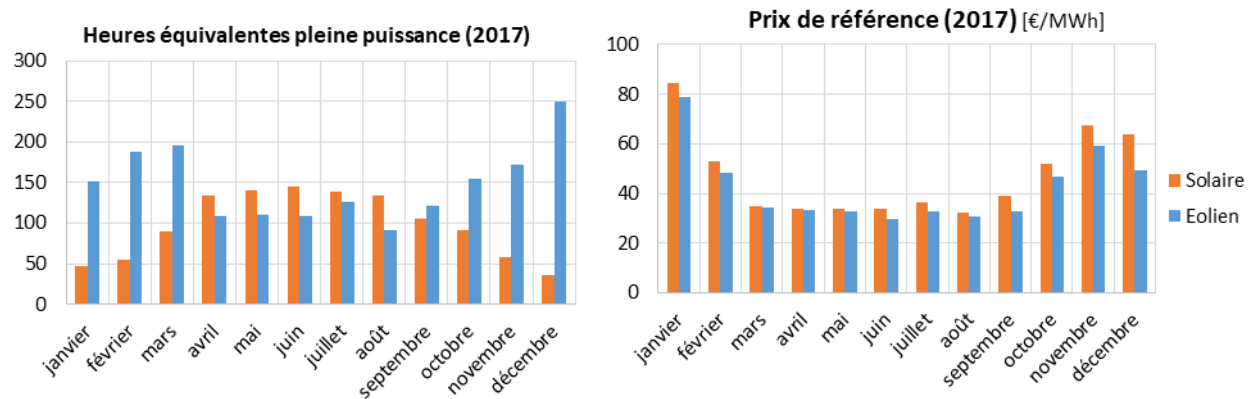
# 1. Description générale des résultats du mécanisme de soutien

## 1.1 Combien d'aides ont été accordées ?

### Hypothèses

Les projets considérés dans le cadre de ce rapport étant en construction dans leur immense majorité, les aides calculées ici se placent dans une année de référence où **toutes les installations lauréates auraient été construites** (à l'exception du projet de méthanisation qui a fait l'objet d'un désistement).

Pour le calcul de ces aides, l'année 2017 a été prise comme l'année de référence pour la production et les différents prix de l'électricité. Pour le solaire et l'éolien, les variations mensuelles ont été prises en compte suivant les graphiques ci-dessous. Les disponibilités considérées proviennent de l'open data de RTE<sup>1</sup>. Les prix indiqués sont ceux fournis publiquement par la CRE et utilisés pour calculer les différents compléments de rémunération<sup>2</sup>.



Pour la biomasse, le biogaz et l'hydroélectricité, le calcul est réalisé annuellement, et le prix moyen considéré donné par la CRE est de 44.99 €/MWh. La disponibilité annuelle de l'hydroélectricité est de 3275 h.eq.p.p soit la disponibilité moyenne des installations au fil de l'eau ou éclusée en 2017. La disponibilité annuelle pour les installations de biomasse et biogaz est directement donnée pour chaque projet. En moyenne (pondérée par la puissance), elle vaut 5922 h.eq.p.p. A titre de comparaison, la disponibilité de l'éolien en 2017 est de 1777 h.eq.p.p et celle du solaire de 1174 h.eq.p.p.

Ces valeurs ne prennent pas en compte la production pendant les deux heures à prix négatif de 2017 (qui n'ont une influence que de 0.1% sur la valeur de la disponibilité), qui n'ont pas nécessité d'activer les clauses de calculs à prix négatifs. De même, on considère que tous les projets ont réussi à vendre leur électricité sans recourir à un acheteur de dernier recours. Enfin, on a considéré que dans le cas des tarifs d'achats, l'acheteur revendait son électricité au prix du marché, par conséquent aucune distinction n'a été faite dans le calcul de l'aide entre les compléments de rémunération et les contrats d'achat.

Dans le cadre des installations solaires, les ensoleillements des projets ont été pris en compte, en prenant des valeurs de référence moyennes à partir de l'ensemble des projets lauréats des AOs. Dans tous les appels d'offres, les différents bonus (financement participatif, effluents d'élevage par exemple) sont pris en compte et considérés validés par 100% des lauréats s'y étant engagés.

<sup>1</sup> <https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-telechargement>

<sup>2</sup> <https://www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data>

## Général

Avec les hypothèses présentées ci-dessus, le soutien public correspondant aux dispositifs étudiés représente 417 M€/an. Les appels d'offres pour le solaire représentent plus de la moitié de ce montant.

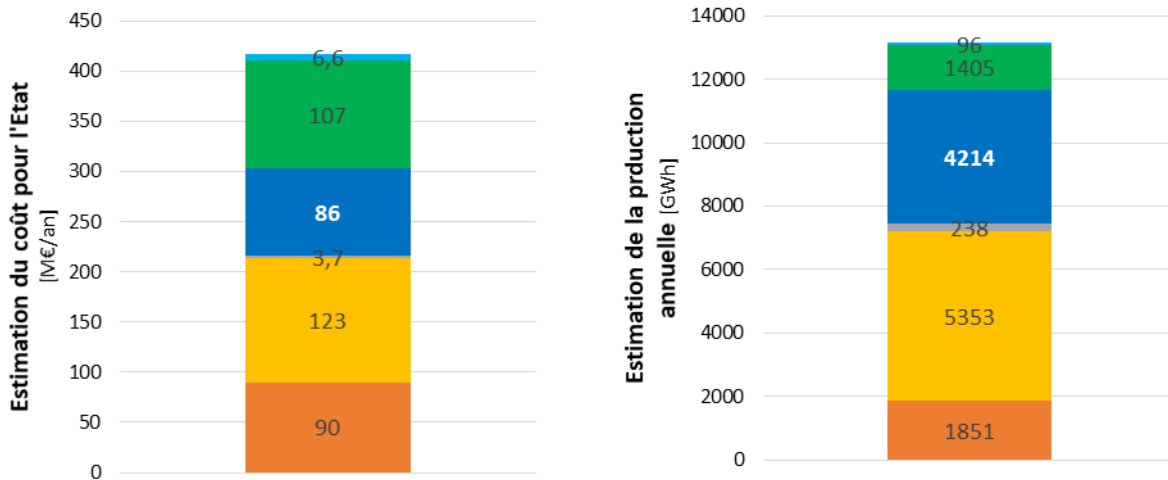


Figure 2 - Statistiques sur le montant global des aides

## Solaire au sol

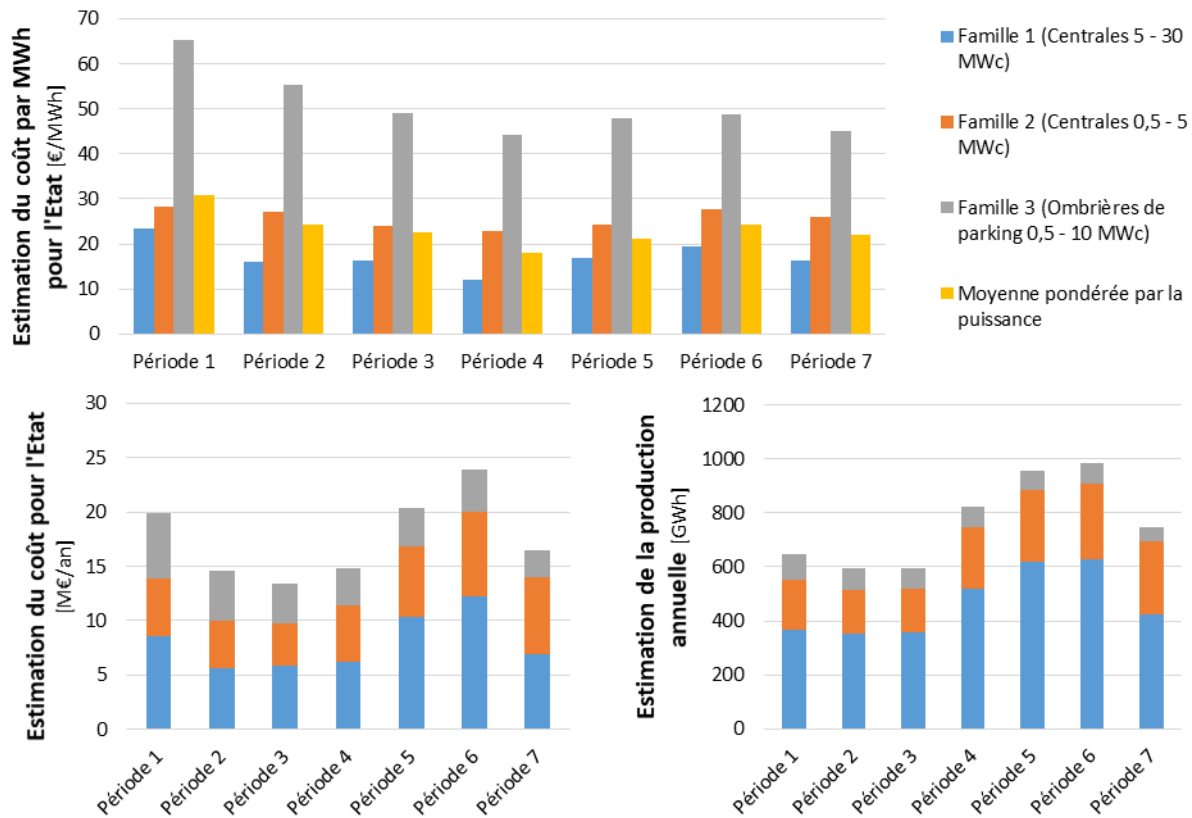
La France a notifié à la Commission européenne un budget de 1967 M€ non-actualisés sur 20 ans, en considérant des prix de marché entre 35 et 46 €/MWh et 1300 heures équivalent de fonctionnement par an, soit une aide moyenne de 98,35 M€/an non actualisée. Cette notification portait sur 3000 MW d'installations.

Ce volume a depuis été augmenté à deux reprises, le 16 mars 2018 puis le 14 mai 2019, par notification à la Commission européenne. Le volume total prévu est, en mai 2020, de 5770 MW. Pour l'instant, 4638 MW ont été attribués en sept périodes sur huit au total, et trois familles.

De plus, le budget global des appels d'offres solaires au sol a été revu à la baisse, passant de 1967 M€ à 1903 M€ non-actualisés sur 20 ans, soit une baisse de moitié (en tenant compte de l'augmentation de puissance).

Estimations sur l'ensemble des périodes		Famille 1 (Centrales 5 – 30 MW)	Famille 2 (Centrales 0.5 – 5 MW)	Famille 3 (Ombrières de parking 0.5 – 10 MW)
<b>Coût annuel pour l'Etat</b>	M€/an	55,9	40,0	27,4
<b>Production annuelle</b>	GWh/an	3269	1551	533
<b>Coût par MWh pour l'Etat</b>	€/MWh	17,1	25,8	51,5





Les ombrières de parking représentent le coût de l'électricité le plus important pour l'Etat, à cause du tarif de référence des lauréats plus élevé que pour les deux premières familles. L'aide apportée au solaire au sol est estimée à 123 M€/an pour le moment. Rapporté à la puissance, cela donne un coût pour l'Etat de 26,6 €/kW/an, largement inférieurs aux 45,1 €/kW/an initialement prévus. Cela est dû aux prix plus élevés de l'électricité ainsi qu'à la forte baisse des coûts induisant un niveau de soutien bien inférieur aux paramètres initialement considérés.

## Solaire sur bâtiment

La France a notifié à la Commission européenne un budget de 2593 M€ sur 20 ans, en considérant des prix de marché entre 35 et 46 €/MWh et 1300 heures équivalent de fonctionnement par an. Ce budget a depuis été revu à la baisse, pour un montant 2042 M€.

Cette notification portait sur 1350 MW d'installations, volume qui a depuis été élevé à 2375 MW. Pour l'instant, 1490 MW ont été attribués en neuf périodes sur onze au total, et deux familles. Sur les quatre dernières périodes (périodes 6 à 9), la puissance appelée n'a pas été attribuée, faute de candidats. Ces quatre périodes totalisent un déficit de puissance lauréate (différence entre la puissance appelée et la puissance attribuée) de 596 MW.

Estimations sur l'ensemble des périodes		Famille 1 (Centrales 100 - 500 kW)	Famille 2 (Centrales 0.5 - 8 MW)
<b>Coût annuel pour l'Etat</b>	M€/an	48,1	41,7
<b>Production annuelle</b>	GWh/an	901	950
<b>Coût par MWh pour l'Etat</b>	€/MWh	53,4	43,9

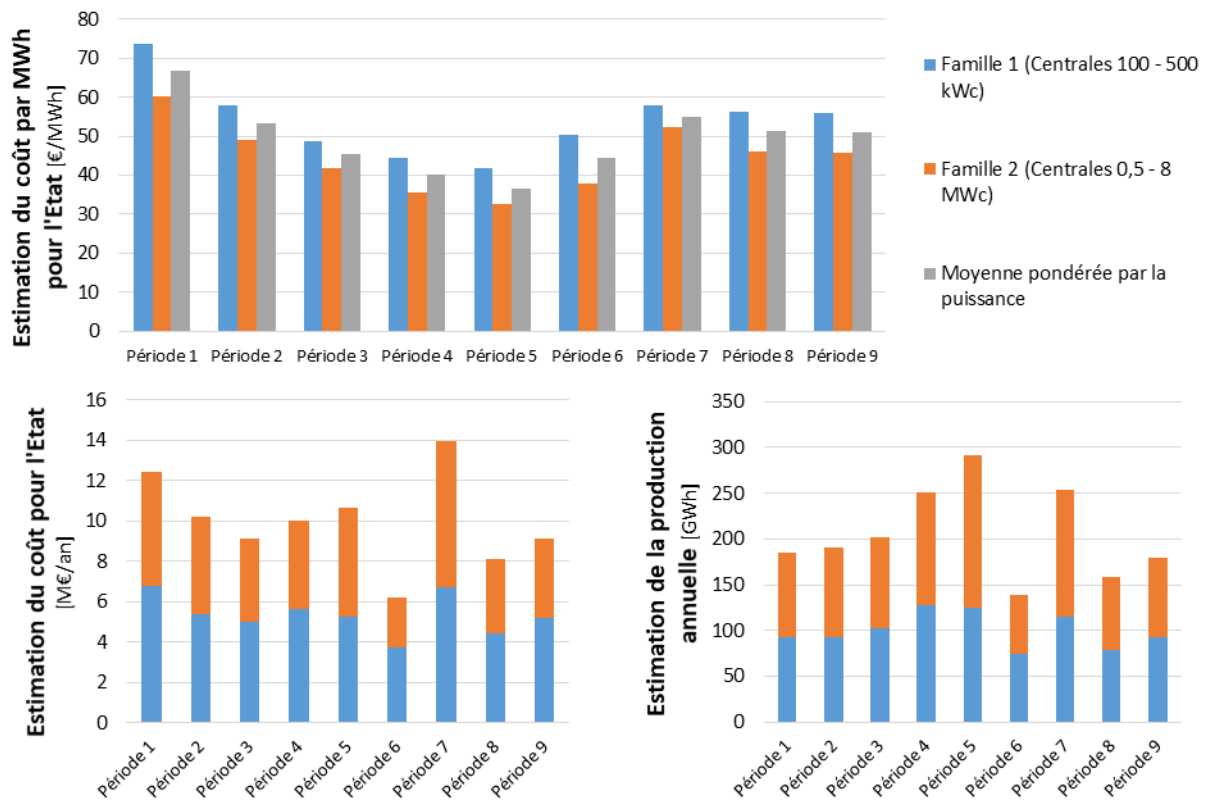


Figure 4 - Statistiques sur le montant global des aides pour les centrales solaires sur bâtiment, par période

L'aide apportée au solaire sur bâtiment est estimée à 89,9 M€/an pour le moment. Rapportée à la puissance, cela donne un coût de contribution de 60,4 €/kW/an, largement inférieur aux 96 €/kW/an initialement prévus (pour les mêmes raisons que le solaire au sol). L'évolution du coût moyen de l'électricité pour l'Etat n'est pas monotone au fil de périodes : après avoir connu des baisses importantes sur les cinq premières périodes, le coût moyen de l'électricité pour l'Etat augmente sur les périodes 6 et 7 avant de se stabiliser aux périodes 8 et 9. Ceci est lié à la sous-souscription évoqué dans les parties suivantes.

## Mix éolien solaire

La France a notifié à la Commission européenne un budget de 124 M€ sur 20 ans, en considérant des prix de marché entre 35 et 46 €/MWh et 1300 heures équivalent de fonctionnement par an.

Cette notification portait sur 200 MW qui ont tous été attribués en une période. Toutes les installations lauréates sont des centrales solaires entre 5 et 18 MW, par conséquent les hypothèses des appels d'offres pour l'énergie solaire ont été prises pour calculer les coûts afférents à cet appel d'offres.

Estimation		Famille 1 (Centrales 5 - 18 MW)
<b>Coût annuel pour l'Etat</b>	M€/an	3,7
<b>Production annuelle</b>	GWh/an	238
<b>Coût par MWh pour l'Etat</b>	€/MWh	15,4

L'aide apportée aux centrales lauréates de cet appel d'offres est estimée à 3,7 M€/an soit 73M€ non actualisé sur 20 ans, soit une réduction de 41% par rapport à la valeur prévisionnelle. Cela est dû en

partie aux prix élevés de l'électricité, qui abaissent naturellement le montant de la prime mais aussi au tarif de référence moyen inférieur au prix initialement considéré (54,9 €/MWh contre 60 €/MWh prévus).

## Eolien

La France a notifié à la Commission européenne un budget de 3763 M€ sur 20 ans, en considérant des prix de marché entre 35 et 46 €/MWh et 2100 heures équivalent de fonctionnement pleine puissance par an.

Cette notification portait sur 3000 MW d'installations. Pour l'instant, 2371 MW ont été attribués en cinq périodes sur six au total.

Estimation		Famille 1
<b>Coût annuel pour l'Etat</b>	M€/an	86,0
<b>Production annuelle</b>	GWh/an	4214
<b>Coût par MWh pour l'Etat</b>	€/MWh	20,4

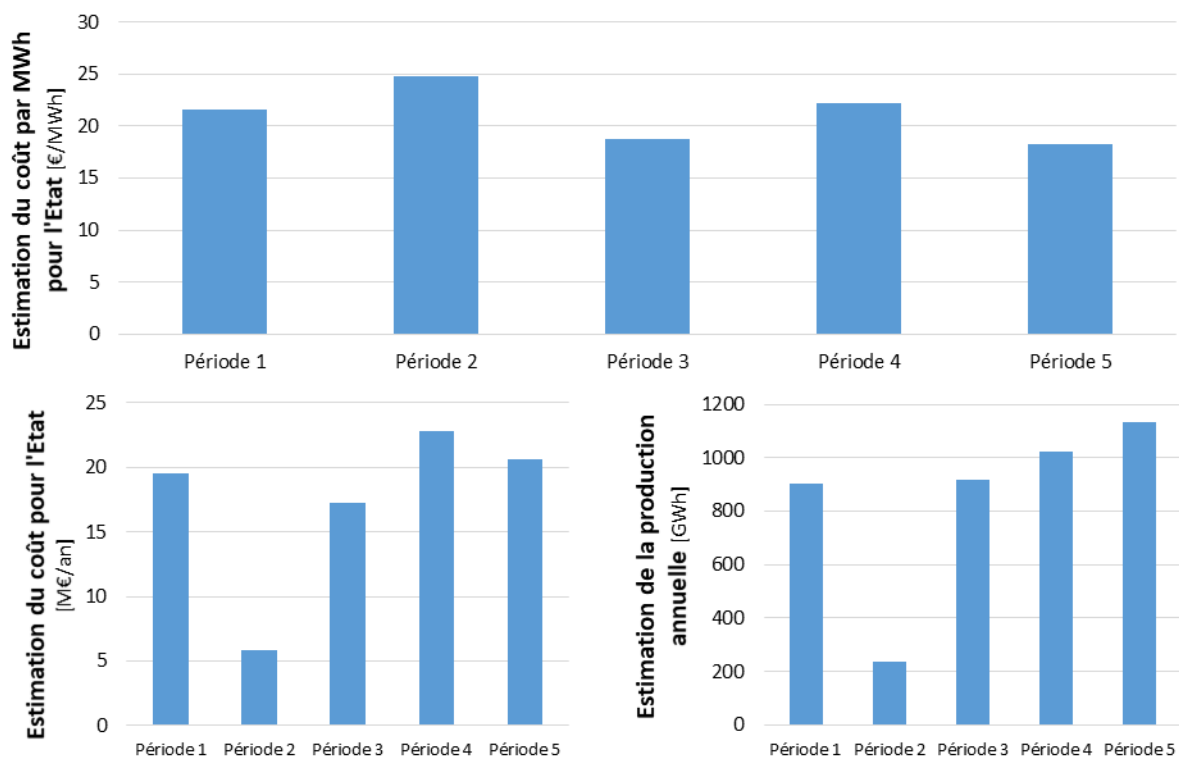


Figure 5 - Statistiques sur le montant global des aides pour l'appel d'offres éolien

L'aide apportée à l'éolien est estimée à 86 M€/an pour une disponibilité de 1777 heures équivalentes de fonctionnement pleine puissance par an. Rapporté à la puissance, le coût du soutien public est de 36,3 €/kW/an, inférieurs aux 62,7 €/kW/an initialement prévus. Cela est dû en partie à des prix de marché de l'électricité plus élevés que prévu, qui réduisent le montant du complément. Le tarif moyen de référence des lauréats est également inférieur aux prévisions (respectivement - 9%, - 3%, -8%, - 4% et -8% pour les 5 périodes étudiées).

## Biomasse

La France a notifié à la Commission européenne un budget de 2626 M€ sur 20 ans, en considérant un prix de marché de 46 €/MWh et 7000 heures équivalent de fonctionnement pleine puissance par an.

Cette notification portait sur un volume de 180 MW. Sur les 3 périodes, 213,8 MW ont été attribués en deux familles.

Estimations sur l'ensemble des périodes		Famille 1 (Biomasse)	Famille 2 (Biogaz)
<b>Coût annuel pour l'Etat</b>	M€/an	98,4	9,0
<b>Production électrique annuelle</b>	GWh/an	1353	52,3
<b>Coût par MWh électrique pour l'Etat</b>	€/MWh	72,7	171

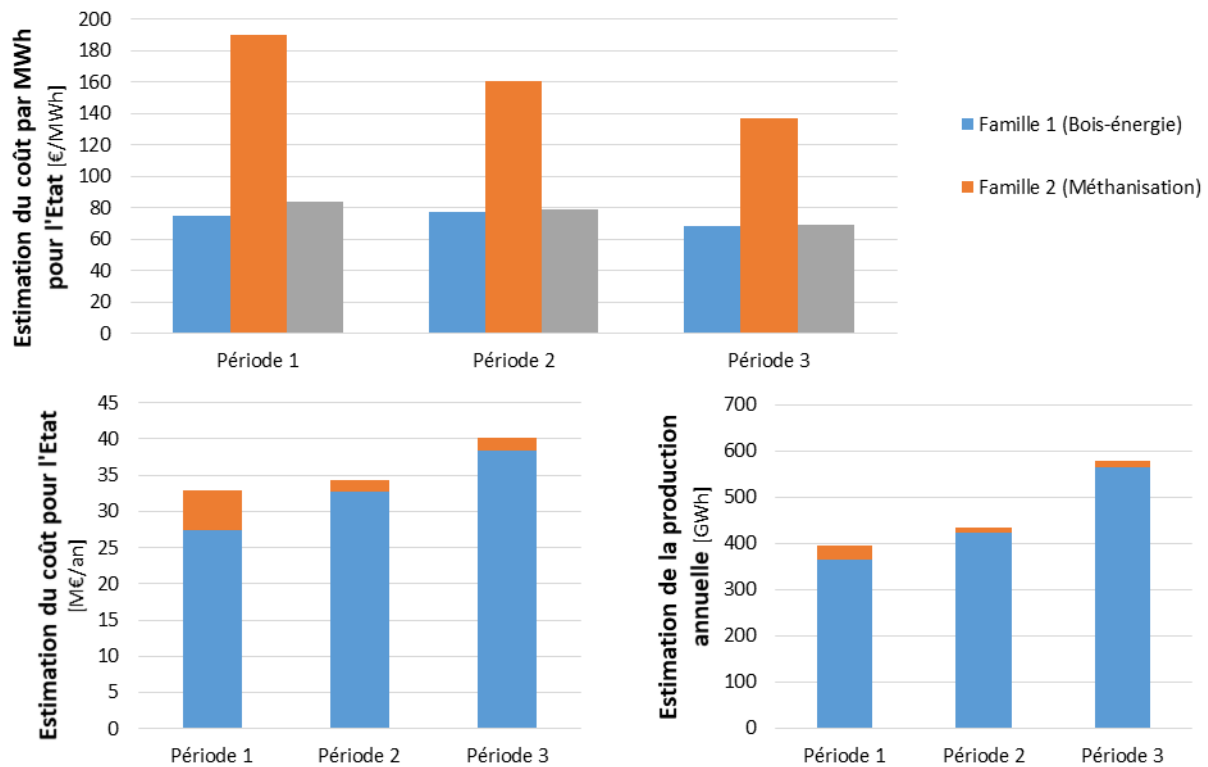


Figure 6 - Statistiques sur le montant global des aides pour l'appel d'offres biomasse/biogaz

L'aide apportée à la biomasse est estimée à 107 M€/an. Rapporté à la puissance, le coût du soutien public est de 502 €/kW/an, inférieurs aux 729,4 €/kW/an initialement prévus. Cela est dû principalement à la sous-souscription de la famille 2 – Biogaz (6,47 MW attribués sur les trois périodes pour 30 MW appelés), à la disponibilité plus faible (6572 contre 7000 h.e.p.), ainsi qu'au tarif moyen de référence inférieur à celle prévue (116,4 €/MWh contre 144 €/MWh pour le bois-énergie notamment).

On constate que le coût de l'électricité produite par les installations biogaz est plus élevé que celui des installations biomasse. Cela est principalement dû à un coût de la technologie naturellement plus élevé

et des installations de taille plus modeste. Le bonus d'effluents d'élevage (voir 9.3) participe également à cette différence de coûts importante. A noter également que la politique énergétique prévoit d'orienter les projets de méthanisation en priorité vers l'injection de biométhane compte tenu de son rendement plus élevé. Cela pourrait expliquer en grande partie le faible nombre de projets.

Ces chiffres sont donnés sans prendre en compte la production de chaleur (l'efficacité énergétique des projets de la famille bois-énergie doit dépasser 75%). Ainsi, l'ensemble des lauréats bois-énergie ont estimé produire 1,76 TWh électriques (dont 1,35 TWh concernés par le complément de rémunération de cet appel d'offres, certains lauréats étant des augmentations de puissance d'installations déjà existantes) et 7,15 TWh thermiques valorisés, pour une énergie primaire de 10,8 TWh. Le rendement énergétique global moyen est donc de 81,0% et le rendement électrique global de 16,2%. Autrement dit, la production d'un MWh électrique s'accompagne de 4,1 MWh thermiques valorisés. La production d'un MWh électrique coûte en moyenne 76,4 € à l'Etat. Cette chaleur n'étant pas subventionnée par ailleurs par l'Etat, le coût de l'énergie utile pour l'Etat est donc de 15,1 €/MWh en considérant la production d'énergie thermique et électrique.

## Hydroélectricité

La France a notifié à la Commission européenne un budget de 508 M€ sur 20 ans. Ce budget a été estimé à partir d'un tarif de référence théorique pour chaque lot, un prix spot de référence à 35 €/MWh et 4000 heures équivalent de fonctionnement par an. Cette notification portait sur 60 MW mais seuls 27 MW ont été attribués, en cinq lots.

Estimation		Lot 1	Lot 2a	Lot 2b	Lot 2c	Lot 3
<b>Coût annuel pour l'Etat</b>	M€ /an	3,48	2,43	0,27	0,26	0,18
<b>Production annuelle</b>	GWh/an	60,5	28,5	2,6	2,5	1,7
<b>Coût par MWh pour l'Etat</b>	€ /MWh	57,6	85,5	104,9	104,9	107,5

Le soutien public à la petite hydroélectricité est estimé à 6,6 M€/an, soit 132 M€ sur 20 ans. La différence importante avec le montant notifié à la Commission Européenne est explicable par les points suivants :

- Seule la moitié de la puissance appelée a été attribuée ;
- Le tarif moyen de référence des nouveaux sites est moins élevé que prévu (103 €/MWh alors qu'il était estimé à 150 €/MWh) ;
- Les prix de marché de l'électricité sont plus élevés que les prix estimés, réduisant naturellement le coût du soutien par l'Etat ;
- La disponibilité des installations est plus basse en 2017 que la disponibilité estimée (3275 heures pleines équivalentes, contre 4000 estimées), ce qui réduit la quantité d'électricité produite et donc le montant de la prime.

## 1.2 Combien d'entreprises ont reçu l'aide dans le cadre du régime ?

Les projets déposés aux appels d'offres sont essentiellement portés par des sociétés de projets ad hoc, sans qu'il soit fait mention du groupe d'appartenance. Les informations fournies dans les dossiers de candidature ne permettent pas de désigner directement les grands groupes derrière les projets. Toutefois, la récupération des adresses mail de contact permet de connaître relativement précisément (à plus de 99%) le porteur de projet. Les chiffres indiqués ci-dessous sont donc des estimations. Dans le cadre des projets communs (par exemple ceux de Total Solar-Amarenco dans le solaire sur bâtiment), c'est l'entreprise indiquée dans le mail de contact qui a été choisie. En cas d'adresse mail d'un particulier, nous avons considéré que le projet était porté par une entreprise indépendante.

Les filiales ou anciennes dénominations de filiales de grands groupes identifiées dans le cadre de ce rapport sont :

Grand groupe associé	Filiales / anciennes entreprises rattachées à ce nom
<b>Engie</b>	Groupe Langa (acquisition mi-2018), Compagnie du vent (acquisition à 100% mi-2017), CNR (détenu à 49.97% par ENGIE, 33.2% par la Caisse des Dépôts et 16.83% par les collectivités locales), Solaire direct (acquisition à 95% mi-2015)
<b>Total</b>	Total solar, Quadran (filiale de Direct Energie, elle-même acquise à 74.33% par Total début 2018), Sunpower (acquisition à 60% en 2011)
<b>Reden</b>	Reden est la nouvelle appellation de Fonroche solaire lors de la cession des activités solaire du groupe Fonroche en 2017 à Infravia (53%) et Eurazeo (47%), par conséquent les réponses aux appels d'offres pour le solaire de Fonroche ont été regroupées avec Reden
<b>Amarenco</b>	Groupe carré (fusion pour devenir Amarenco France en 2017)
<b>EDF</b>	EDF Energies Nouvelles / EDF Renouvelables, Luxel (acquisition avril 2019), Energies de Strasbourg (filiale implantée en Alsace), Groupe Serhy (via Energies de Strasbourg), SHEMA
<b>Loscon</b>	Vents du nord (filiale française)
<b>Rayonier advanced materials</b>	Tembec (racheté pour devenir une filiale en 2018)
<b>Tenergie</b>	DIF (centrales solaires du fond acquises par la société commune Tenergie/Crédit Agricole en avril 2019) / Cam Service (filiale du Crédit Agricole)
<b>Solewa</b>	Sunergis (acquisition d'Inovia par Solewa en janvier 2020)

Dans la suite de ce rapport, on distingue les concepts *d'entreprise* et de *groupe*. *Entreprise* signifie que l'on comptabilise les filiales séparément. *Groupe* signifie que l'on comptabilise toutes les filiales des groupes présentées ci-dessus comme une seule entité. Par exemple, Total et Quadran seront comptées deux fois comme *entreprise*, mais une seule fois comme *groupe*.

La figure suivante donne le nombre de groupes différents par technologie et au total. La décomposition par période pour les principales entreprises est donnée en 1.5.

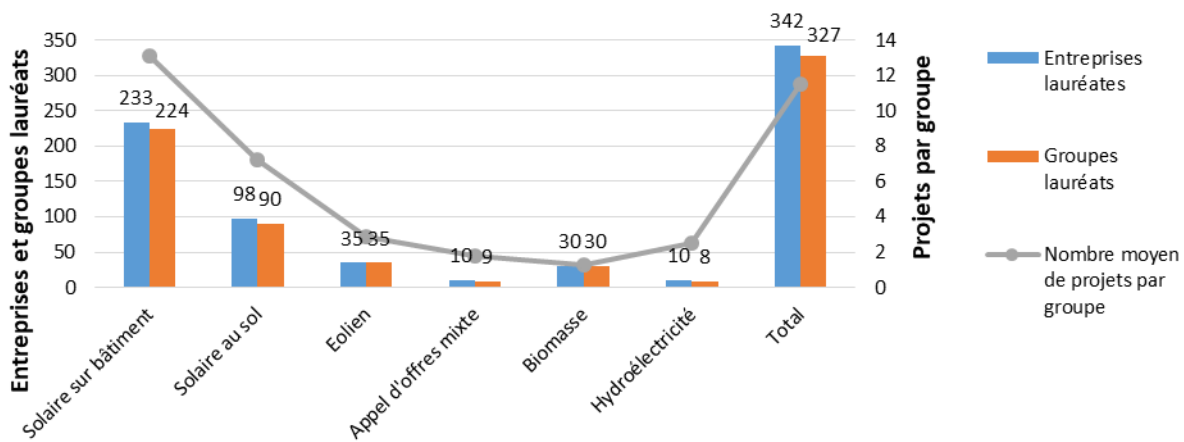


Figure 7 - Estimation du nombre d'entreprises et de groupes bénéficiaires pour chaque régime

Les 327 groupes bénéficiaires en tout ne correspondent pas à la somme de chaque groupe bénéficiaire de chaque régime car certaines entreprises ont postulé à plusieurs régimes. En particulier :

- **EDF** (et ses filiales) ont des lauréats dans tous les régimes.
- **Engie** et **Total** ont des lauréats dans 5 régimes (tous sauf biomasse-biogaz pour Total et tous sauf hydraulique pour Engie). La filiale de Total Quadran a des lauréats dans 5 régimes.
- **10 entreprises sont lauréates de trois régimes :**
  - o **Urbasolar, Sun'R** et **GD solaire** ont des lauréats dans les trois régimes concernés par le solaire (solaire au sol, solaire sur bâtiments et appel d'offres mixte éolien/solaire) ;
  - o **VSB Energies, RES, Valeco** et **Akuo** ont des lauréats dans les régimes éolien, solaire au sol et solaire sur bâtiments ;
  - o **Neoen** a des lauréats dans les régimes éolien, solaire au sol, solaire sur bâtiments et dans l'appel d'offres mixte éolien/solaire ;
  - o **Valorem** a des lauréats dans les régimes solaires au sol, solaire sur bâtiments et hydroélectrique ;
  - o **Armorgreen** a des lauréats dans les régimes solaire au sol, solaire sur bâtiments et biomasse.
- Au moins 37 autres sociétés ont des lauréats dans 2 régimes, principalement des producteurs d'énergie solaire répondant à deux des trois régimes concernés par le solaire.

Les principales entreprises lauréates, en puissance installée, directement ou via leurs filiales, des appels d'offres analysés sont ENGIE (11,4%), Total (8,2%), Urbasolar (7,3%), EDF (5,1%), Neoen (4,2%) et Volkswind (3,6%). Les autres entreprises représentent 60 % du marché de ces appels d'offre, ce qui montre une faible concentration des acteurs.

### 1.3 Combien de nouvelles installations ont été développées dans le cadre du programme ?

Par installations développées, on entend les installations lauréates des différents appels d'offres qui sont construites ou en construction, à l'heure d'écriture de ce rapport. A titre d'information, pour chaque régime d'aide seront donnés ici les nombres de projets candidats et lauréats et les puissances associées. Les mêmes projets peuvent être comptés plusieurs fois comme candidats s'ils se représentent d'un appel d'offres à l'autre.

## Général

		Solaire Sol	Solaire bâtiment	Mix éolien solaire	Eolien	Biomasse	Hydro - électricité
<b>Périodes terminées/ appelées</b>	-	7/8	9/11	1/1	5/6	3/3	1/1
<b>Puissance totale appelée au 01/02/2020</b>	MW	4770	2075	200	2630	180	60
<i>Nombre de projets candidats</i>	-	<i>1317</i>	<i>5927</i>	<i>33</i>	<i>166</i>	<i>142</i>	<i>46</i>
<b>Nombre de projets lauréats</b>	-	649	2937	16	100	39	20
<i>Puissance totale candidate</i>	<i>MW</i>	<i>8662</i>	<i>3166</i>	<i>360</i>	<i>3636</i>	<i>579</i>	<i>76</i>
<b>Puissance totale lauréate</b>	MW	4638	1490	203	2371	214	29

Les tableaux et figures ci-dessous donnent le détail par régime de soutien.

## Solaire au sol

		Famille 1 (Centrales 5 – 30 MW)	Famille 2 (Centrales 0.5 – 5 MW)	Famille 3 (Ombrières de parking 0.5 – 10 MW)
<b>Puissance totale appelée au 01/02/2020</b>	MW	3000	1295	475
<i>Nombre de projets candidats</i>	-	<i>399</i>	<i>659</i>	<i>259</i>
<b>Nombre de projets lauréats</b>	-	188	329	132
<i>Puissance totale candidate</i>	<i>MW</i>	<i>5422</i>	<i>2453</i>	<i>787</i>
<b>Puissance totale lauréate</b>	MW	2848	1314	476



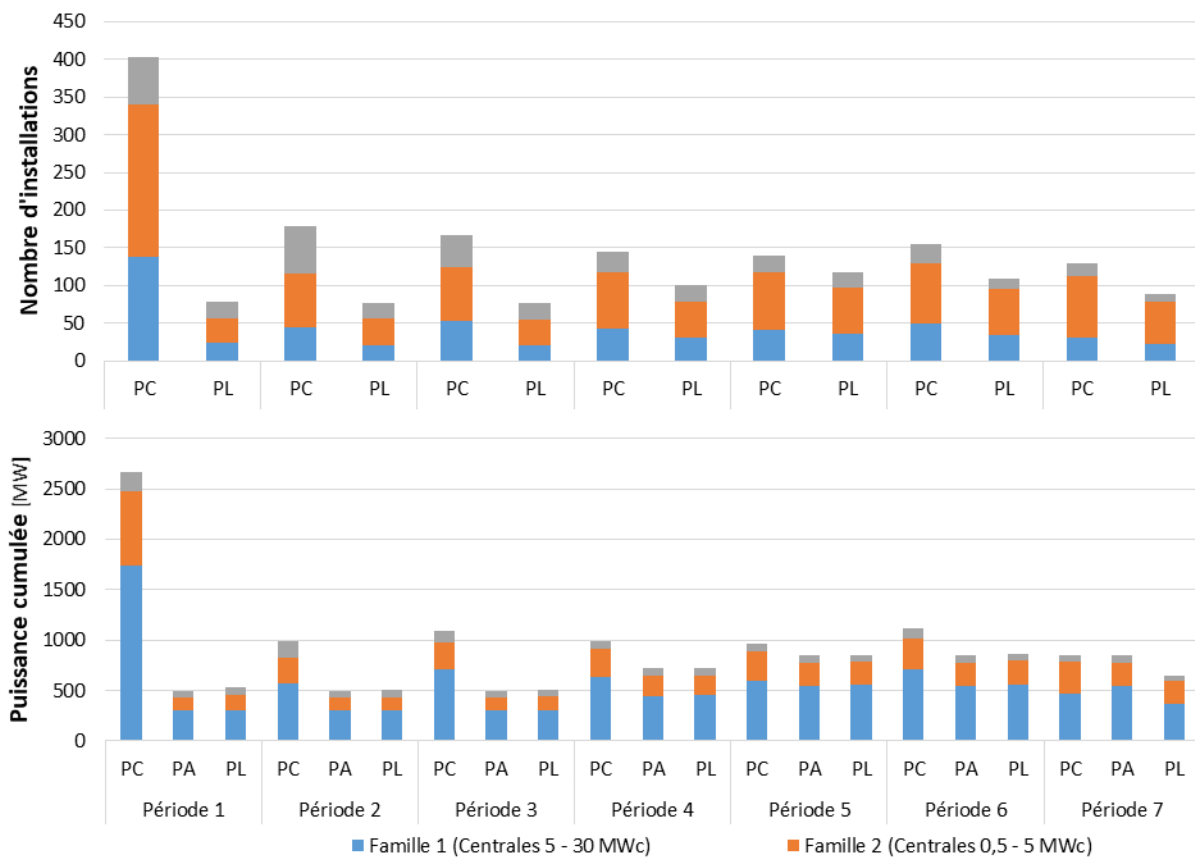
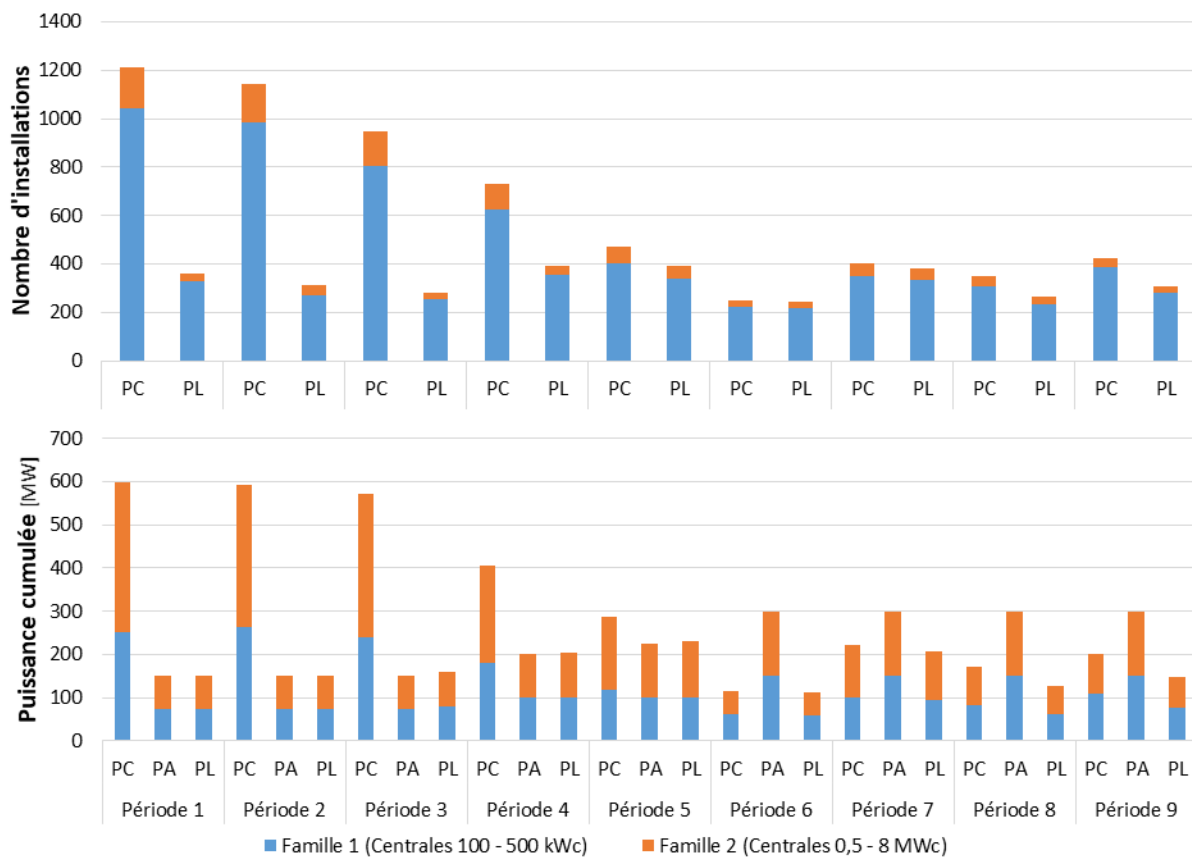


Figure 8 - Statistiques sur les projets candidats et lauréats sur le régime des centrales solaires au sol par période (PC = projets candidats, PL = projets lauréats, PA = puissance appelée)

L'évolution temporelle montre une diminution du nombre de candidats, en particulier entre la période 1 et 2. La période 6 présente de la sous-souscription.

## Solaire sur bâtiment

		Famille 1 (Centrales 100 – 500 kW)	Famille 2 (Centrales 0.5 – 8 MW)
<b>Puissance totale appelée au 01/02/2020</b>	MW	1025	1050
<i>Nombre de projets candidats</i>	-	<b>5124</b>	<b>803</b>
<b>Nombre de projets lauréats</b>	-	2616	321
<i>Puissance totale candidate</i>	MW	<b>1299</b>	<b>1667</b>
<b>Puissance totale lauréate</b>	MW	653	690



**Figure 9 - Statistiques sur les projets candidats et lauréats sur le régime des centrales solaires sur bâtiment par période (PC = projets candidats, PL = projets lauréats, PA = puissance appelée)**

L'évolution temporelle montre une diminution importante du nombre de candidats. A partir de la sixième période, la puissance candidate est systématiquement inférieure à la puissance appelée, pour chacune des deux familles, engendrant un problème de sous-souscription.

Sur ces quatre dernières périodes tous les projets candidats ne sont pas retenus, malgré une puissance candidate inférieure à la puissance appelée :

- Sur les sixième et septième périodes, cette différence s'explique par la non-conformité de certains projets, un seul projet conforme ayant été éliminé sur ces deux périodes.
- A partir de la huitième période, une règle de compétitivité des offres a été ajoutée : en cas de puissance candidate inférieure à la puissance appelée, 20% des offres conformes les moins bien notées ne sont éliminées. Cette règle explique que les puissances lauréates soient inférieures aux puissances candidates sur les deux dernières périodes appelées, malgré un niveau de candidature inférieur à la puissance appelée.

## Mix éolien solaire

Cet appel d'offres a pour objectif de ne pas cibler une technologie particulière, en mettant en concurrence projets éoliens et solaires. En pratique, seuls les projets photovoltaïques ont été retenus. Plus de détails sur cette répartition sont explicités en partie 9.

Famille 1 (Centrales 5 - 18 MW)		
<b>Puissance totale appelée</b>	MW	200
<i>Nombre de projets candidats</i>	-	<b>33 (27 photovoltaïque + 6 éoliens)</b>
<b>Nombre de projets lauréats</b>	-	16 (tous photovoltaïques)
<i>Puissance totale candidate</i>	MW	<b>360 (278 photovoltaïque + 82 éolien)</b>
<b>Puissance totale lauréate</b>	MW	202,5 (tous photovoltaïques)

Cet appel d'offres s'étant déroulé sur une période, on n'observe pas d'évolution temporelle.

## Eolien

Cet appel d'offres ne comporte qu'une famille. L'évolution temporelle montre une forte baisse des candidatures pour la deuxième période, conséquence des décisions du Conseil d'État relatives à l'autorité environnementale<sup>3</sup>, qui ont bloqué l'autorisation de parcs éoliens. L'incrément de puissance appelée sur les dernières périodes vient du report des puissances manquantes de la deuxième période (soit 382 MW). Dès la troisième période, les candidatures sont revenues à la hausse. Toute la puissance appelée sur les périodes 3 à 5 a donc pu être attribuée.

Famille 1		
<b>Puissance totale appelée au 01/02/2020</b>	MW	2630
<i>Nombre de projets candidats</i>	-	<b>166</b>
<b>Nombre de projets lauréats</b>	-	100
<i>Puissance totale candidate</i>	MW	<b>3636</b>
<b>Puissance totale lauréate</b>	MW	2371

<sup>3</sup> Décisions N° 400559 et N° 407601 des 6 et 28 décembre 2017

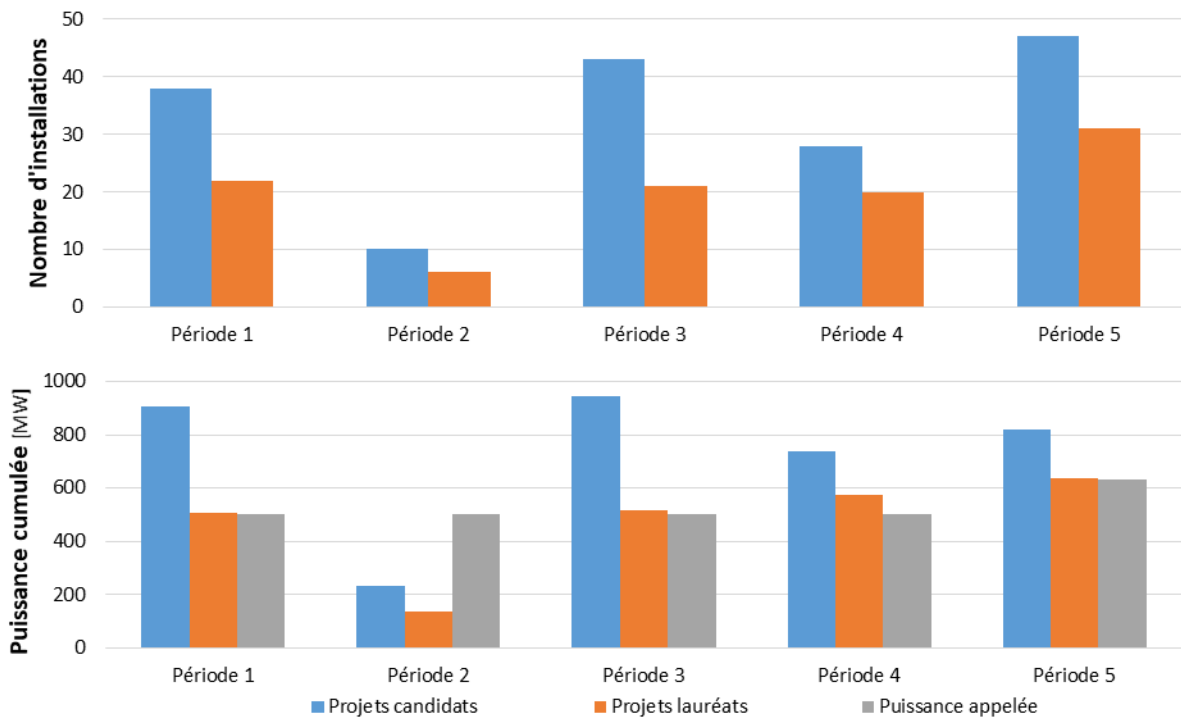


Figure 10 - Statistiques sur les projets candidats et lauréats sur le régime des centrales éoliennes

## Biomasse

Ce régime se démarque par une très faible réponse pour la famille « méthanisation », et une sursouscription en puissance pour la famille « Bois-énergie ». Il n'y a ainsi eu que 5 projets candidats en tout, pour une puissance totale ne dépassant pas la puissance appelée. Un des projets biogaz lauréat de la période 1 s'est ensuite désisté et s'est représenté avec succès à la période 2. Dans la suite du document, celui-ci n'est donc compté qu'une fois.

		Bois-énergie	Méthanisation
<b>Puissance totale appelée au 01/02/2020</b>	MW	150	30
<i>Nombre de projets candidats</i>	-	<i>135</i>	<i>7</i>
<b>Nombre de projets lauréats</b>	-	35	4
<i>Puissance totale candidate</i>	MW	<i>570</i>	<i>8,5</i>
<b>Puissance totale lauréate</b>	MW	207	6,5

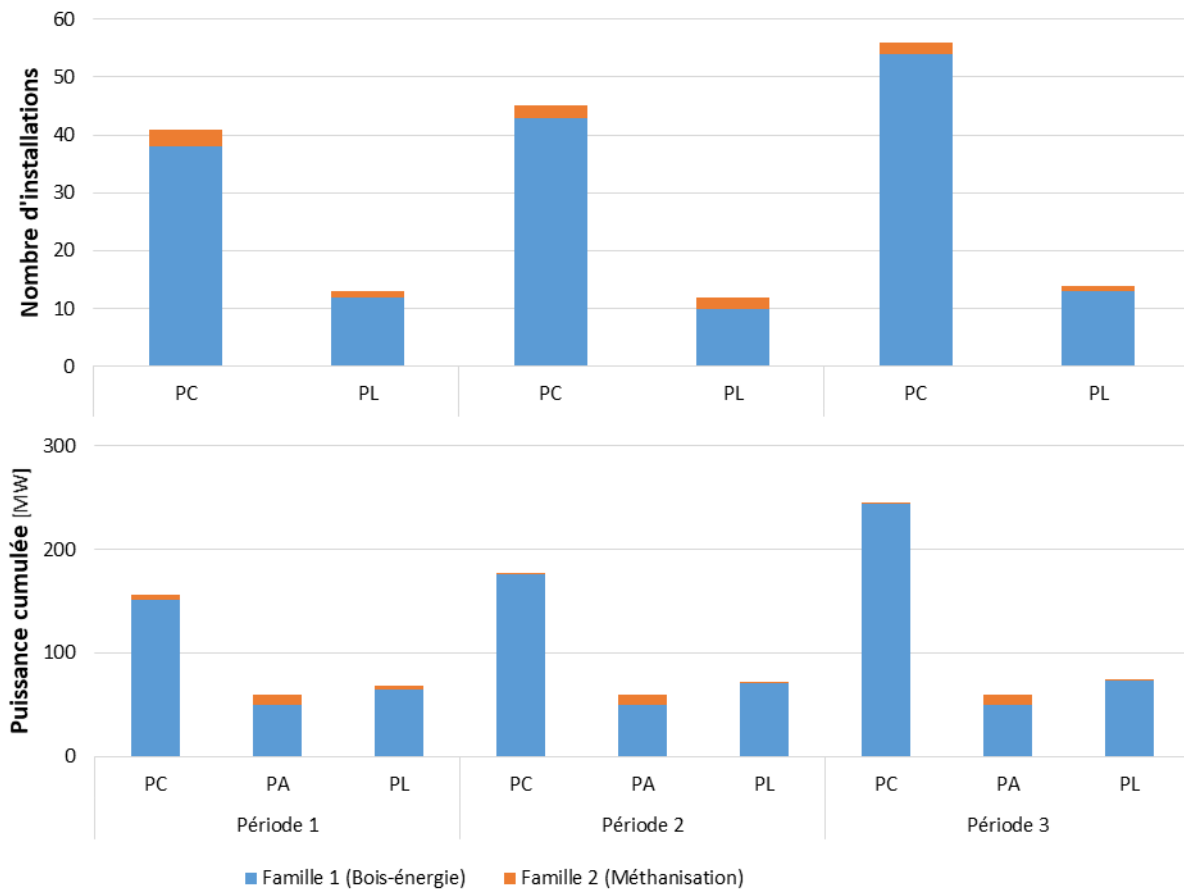


Figure 11 - Statistiques sur les projets candidats et lauréats sur le régime des centrales bois-énergie et biogaz par période (PC = projets candidats, PL = projets lauréats, PA = puissance appelée)

## Hydroélectricité

Cet appel d'offres a permis de faire émerger des projets présentant un équilibre entre énergie produite et impact environnemental, mais en nombre plus limité qu'espéré, puisque seuls 27,1 sur les 60 MW initialement prévus ont été pourvus.

		Lot 1	Lot 2a	Lot 2b	Lot 2c	Lot 3
<b>Puissance totale appelée au 01/02/2020</b>	MW	25	15	10	5	5 (50 projets)
<i>Nombre de projets candidats</i>	-	21	11	2	6	6
<b>Nombre de projets lauréats</b>	-	8	5	1	2	4
<i>Puissance totale candidate</i>	MW	45,7	26,2	1,7	1,9	0,8
<b>Puissance totale lauréate</b>	MW	18,5	8,7	0,8	0,8	0,5

Cet appel d'offres s'étant déroulé sur une période, on n'observe pas d'évolution temporelle.

## 1.4 Combien de nouvelles capacités ont été installées dans le cadre du programme ?

Cette question s'intéresse aux capacités effectivement déployées dans le cadre des programmes d'aide. Du fait des dates récentes de désignation des lauréats et de la durée moyenne de réalisation et de construction des projets, il est encore trop tôt pour donner des informations sur la réalisation de ces projets.

En effet, dans tous les appels d'offres considérés, nous constatons des délais de mises en service longs, ce qui nécessite de regarder les taux de mise en service avec un recul suffisant.

### Solaire

On pourra comparer in fine les taux de mise en service avec ceux des anciens appels d'offres, donnés ci-après (source : Ministère de la transition écologique et solidaire).

	Nombre de lauréats	Puissance retenue (MW)	% MES en nombre	% MES en puissance
<b>CRE1</b> <b>Appel d'Offres de 2011</b> <b>Installations de 100 – 250 kWc</b>	<b>696</b>	<b>145</b>	<b>65,6%</b>	<b>67,6%</b>
<b>CRE1</b> <b>Appel d'Offres de 2011</b> <b>Installations de plus de 250 kWc</b>	<b>88</b>	<b>456</b>	<b>81,2%</b>	<b>80,7%</b>
SF1 - Centrales PV sur bâtiment en intégration simplifiée	31	51	87,1%	95,1%
SF2 - Centrales thermodynamiques	2	21	0,0%	0,0%
SF3 - Centrales PV à concentration au sol	8	55	37,5%	34,8%
SF4 - Centrales PV pivotantes au sol	18	145	88,9%	83,3%
SF6 - Centrale PV au sol ou ombrières de parking (>4,5MW)	15	137	100,0%	100,0%
SF7 - Centrale PV au sol ou ombrières de parking (<4,5MW)	14	47	71,4%	76,5%
<b>CRE2</b> <b>Appel d'Offres de 2013</b> <b>Installations de 100 – 250 kWc</b>	<b>587</b>	<b>122</b>	<b>72,8%</b>	<b>72,6%</b>
<b>CRE2</b> <b>Appel d'Offres de 2013</b> <b>Installations de plus de 250 kWc</b>	<b>121</b>	<b>380</b>	<b>72,0%</b>	<b>64,2%</b>
SF1 - Centrales PV à concentration au sol	16	103	0,0%	0,0%
SF2 - Centrales PV pivotantes au sol	16	103	93,7%	93,0%
SF3 - Centrales PV sur Ombrières de parking (<4,5 MW)	27	60	77,8%	88,2%
SF4 - Centrales PV sur bâtiment (<3 MW)	60	102	81,7%	84,6%
SF5 - Centrales PV sur bâtiment (>3 MW)	2	12	50,0%	26,3%
<b>CRE3</b> <b>Appel d'Offres de 2014</b> <b>Installations de plus de 250 kWc</b>	<b>250</b>	<b>1100</b>	<b>65,6%</b>	<b>60,0%</b>
SF1.a - Centrales PV intégrées au bâti (<5 MW)	73	115	68,5%	73,8%
SF1.b - Centrales PV surimposées sur bâtiment (<5 MW)	20	26	60,0%	67,4%
SF2.a - Centrales PV au sol (<5 MW)	63	254	68,3%	69,3%
SF2.b - Centrales PV au sol (>5 MW)	64	655	54,7%	51,5%
SF3 - Centrales PV sur ombrières de parking (<4,5 MW)	30	50	80,0%	87,4%

## Biomasse

Un projet lauréat de 0,6 MWe de la famille bois-énergie en période 1 s'est désisté.

Un projet lauréat de 0,5 MWe de la famille méthanisation en période 1 s'est désisté et, après modification, a été présenté de nouveau avec succès en période 2. On pourra comparer les taux de mise en service avec ceux des anciens appels d'offres, donnés ci-après (source : Observ'ER, Le baromètre 2019 des énergies renouvelables en France).

Appel d'offres	Résultats	Puissance minimale des dossiers	Nombre de projets retenus	Puissance retenue (MW)	Nombre de centrales en exploitation ou en construction	Puissance totale sites en exploitation ou en construction (MW)
CRE 1 (2003)	Janvier 2005	12 MW	14	216	5/14	77
CRE 2 (2006)	Juin 2008	5 MW	22	314	5/22	115,5
CRE 3 (2009)	Janvier 2010	3 MW	32	250	20/32	133,5
CRE 4 (2010)	Octobre 2011	12 MW	15	420	5/15	228
CRE 5 (2016)	Avril 2017	0,3 MW	12	62	1/15	8,3
CRE 5 (2017)	Sept. 2018	N.C.	16	62	N.C.	N.C.
CRE 5 (2018)	Déc. 2019	N.C.	14	74	N.C.	N.C.
<b>Régime de l'obligation d'achat</b>					<b>11</b>	<b>88,7</b>
<b>Contrat de vente directe de l'électricité</b>					<b>2</b>	<b>0,53</b>
<b>Autoconsommation</b>					<b>1</b>	<b>0,5</b>
<b>Nombre total de sites de cogénération biomasse en exploitation ou en construction</b>					<b>50 dont 2 en construction</b>	<b>652,03 MW dont 20,3 MW en construction</b>

## 1.5 Quels ont été les principaux types de projets et d'entreprises bénéficiaires ?

### 1.5.1 Types de projets bénéficiaires

L'ensemble des projets sont des nouvelles installations, situées en France métropolitaine continentale. Si la puissance est inférieure à 500 kW, le projet bénéficie d'un contrat d'achat et au-delà d'un complément de rémunération, à l'exception de l'éolien et de la biomasse, qui bénéficient toujours d'un complément de rémunération (même pour les projets bois-énergie entre 0,3 et 0,5 MW). Chaque type d'appel d'offres visait spécifiquement certains projets en les classant par famille, que voici :

## Solaire sol

**Famille 1 :** Installations photovoltaïques au sol de puissance strictement supérieure à 5 MWc et inférieure ou égale à 17 MWc durant les trois premières périodes, puis inférieure ou égale à 30 MWc pour les périodes suivantes, et sans limite sur terrains dégradés à compter de la période 6. La puissance moyenne des lauréats a augmenté au cours du temps, passant de 12,8 MW en période 1 à 16,7 MW en période 7.

**Famille 2 :** Installations photovoltaïques (ou autre installation de production d'électricité à partir de l'énergie solaire) au sol de puissance strictement supérieure à 500 kWc et inférieure ou égale à 5 MWc. La puissance moyenne pour ces projets est à peu près stable au fil des périodes, autour de 4,0 MW.

**Famille 3 :** Installations photovoltaïques sur ombrières de parking de puissance strictement supérieure à 500 kWc et inférieure ou égale à 10 MWc. La puissance moyenne pour ces projets est à peu près stable sur les cinq premières périodes, autour de 3,3 MW, puis augmente nettement sur les deux dernières périodes à environ 5,3 MW.

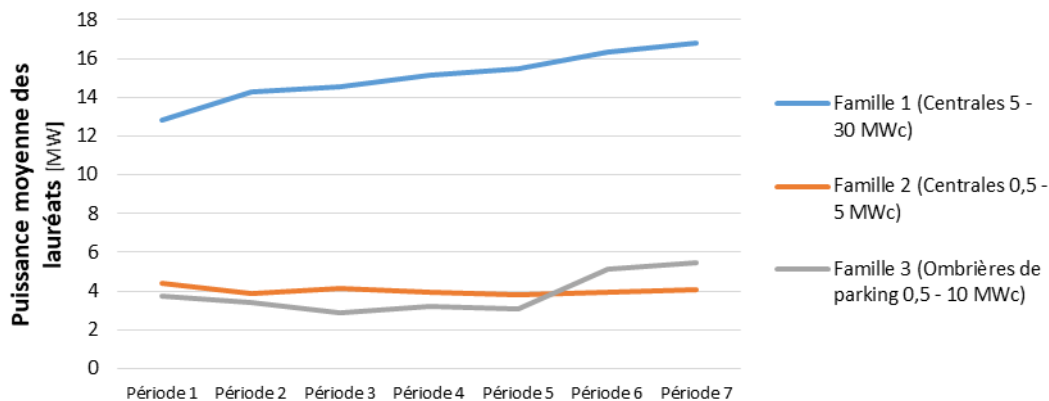


Figure 12 - Puissance moyenne des lauréats de l'appel d'offres solaire au sol

## Solaire sur bâtiment

**Famille 1 :** Installations photovoltaïques sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance crête comprise entre 100 kWc exclus et 500 kWc exclus. La puissance moyenne des projets lauréats est de 280 kWc, sans évolution tendancielle au fil des périodes.

**Famille 2 :** Installations photovoltaïques sur bâtiments, serres et hangars agricoles de puissance crête comprise entre 500 kWc inclus et 8 MWc inclus. La puissance moyenne des projets lauréats est de 2,4 MWc, sans évolution tendancielle au fil des périodes.

## Mix éolien solaire

Les installations éligibles sont les installations photovoltaïques au sol et les installations éoliennes. La puissance de chaque installation doit être comprise entre 5 et 18 MW. Selon les résultats de l'appel d'offres, les projets lauréats sont des projets de centrales photovoltaïques au sol (de puissance moyenne 12,7 MW).

## Eolien

Les projets éligibles à l'appel d'offres sont les installations qui présentent au moins l'une des caractéristiques suivantes :

- Installations d'au minimum sept aérogénérateurs.
- Installations dont un des aérogénérateurs a une puissance nominale supérieure à 3MW.



- Installations pouvant justifier d'un rejet, adressé par EDF, d'une demande de contrat de complément de rémunération au titre de l'article 3 de l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum.

La puissance moyenne des projets lauréats varie significativement au fil des périodes, de 20,5 MW sur la cinquième période à 28,8 MW sur la quatrième période.

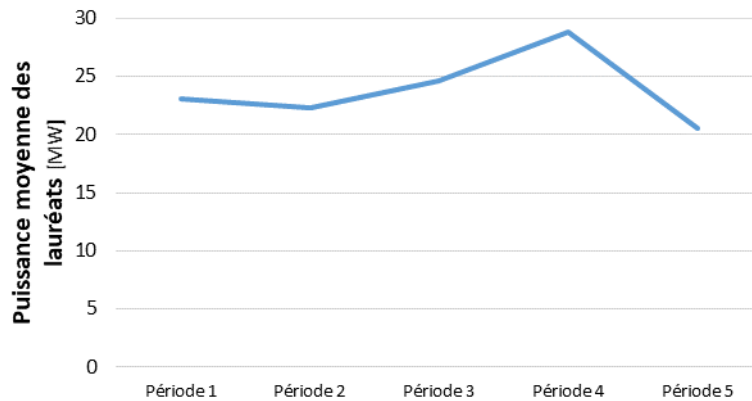


Figure 13 - Puissance moyenne des lauréats de l'appel d'offres éolien

## Biomasse

**Famille bois-énergie** : Projets de production d'électricité utilisant l'énergie produite par une même unité de combustion produisant de l'énergie à partir de combustibles, par un processus de traitement thermique. La puissance du projet doit être comprise entre 0,3 et 25 MWe. Par dérogation, dans le cas d'une augmentation de puissance, la puissance du projet peut être comprise entre 0 et 25 MWe. En pratique, les nouveaux sites représentent tout de même la large majorité des projets.

Catégorie de projet	Nombre d'installations	Puissance [MW]
Nouveau site	27	108,4762659
Augmentation de puissance	3	68,75
Site existant qui produisait de l'électricité en autoconsommation	2	27,379
Conversion à la biomasse d'un site existant qui utilisait des combustibles fossiles	1	1,237
Unité de combustion existante qui se dote de moyens de production d'électricité	1	0,611
Autres	1	0,9

**Famille méthanisation** : Projets de production d'électricité utilisant le biogaz produit par une même unité de méthanisation constituée d'une ou plusieurs unités de méthanisation produisant du biogaz à partir d'intrants par un processus de décomposition ou de fermentation en milieu anaérobie. La puissance du projet doit être comprise entre 0,5 et 5 MWe. Par dérogation, dans le cas d'une augmentation de puissance, la puissance du projet peut être comprise entre 0 et 5 MWe. En pratique, les lauréats sont 3 nouveaux sites (5,7 MW) et une augmentation de puissance d'un site existant (0,8 MW).

## Hydroélectricité

**Lot 1 :** Installations implantées sur de nouveaux sites, de puissance supérieure ou égale à 500 kW. La puissance moyenne des 8 projets lauréats est de 2,3 MW.

**Lot 2a :** Installations de puissance supérieure ou égale à 500 kW, sur des ouvrages de prise d'eau existants ayant un usage principal préexistant et attesté, notamment par une autorisation administrative, de navigation, d'alimentation en eau potable ou d'irrigation. La puissance moyenne des 5 projets lauréats est de 1,7 MW.

**Lot 2b :** Installations de puissance supérieure ou égale à 500 kW, sur des ouvrages de prise d'eau existants ne correspondant pas aux caractéristiques mentionnées pour le sous-lot 2a. Seul un projet est lauréat, avec une puissance de 785 kW.

**Lot 2c :** Installations équipant des seuils existants, de puissance supérieure ou égale à 150 kW et strictement inférieure à 500 kW (Corse admise). La puissance moyenne des 2 projets lauréats est de 376 kW.

**Lot 3 :** Installations équipant des seuils existants, de puissance supérieure ou égale à 36 kW et strictement inférieure à 150 kW, dans la limite de 50 projets (Corse admise). La puissance moyenne des 2 projets lauréats est de 127 kW.

### 1.5.2 Types d'entreprises bénéficiaires

Dans cette partie est dressée la répartition des puissances lauréates par entreprises (en prenant en compte les regroupements indiqués en 1.2).

## Solaire au sol + Mix éolien solaire

Les deux appels d'offres sont combinés ici, car les lauréats de l'appel d'offres combiné éolien-solaire répondent aux caractéristiques de la famille 1 de l'appel d'offres des centrales solaires au sol. Les entreprises représentées ici sont celles ayant remporté plus de 1% de la puissance totale des appels d'offres (soit au moins 48 MW). Ces 26 entreprises représentent 4,0 GW sur les 4,8 GW lauréats, soit 82% de la puissance lauréate totale. Les autres entreprises (environ soixante-douze, quatre n'étant pas clairement identifiées) ne sont pas représentées sur le graphique ci-dessous. Les quatre projets pour lesquels l'entreprise n'a pas été clairement identifiée totalisent une puissance de 22 MW.

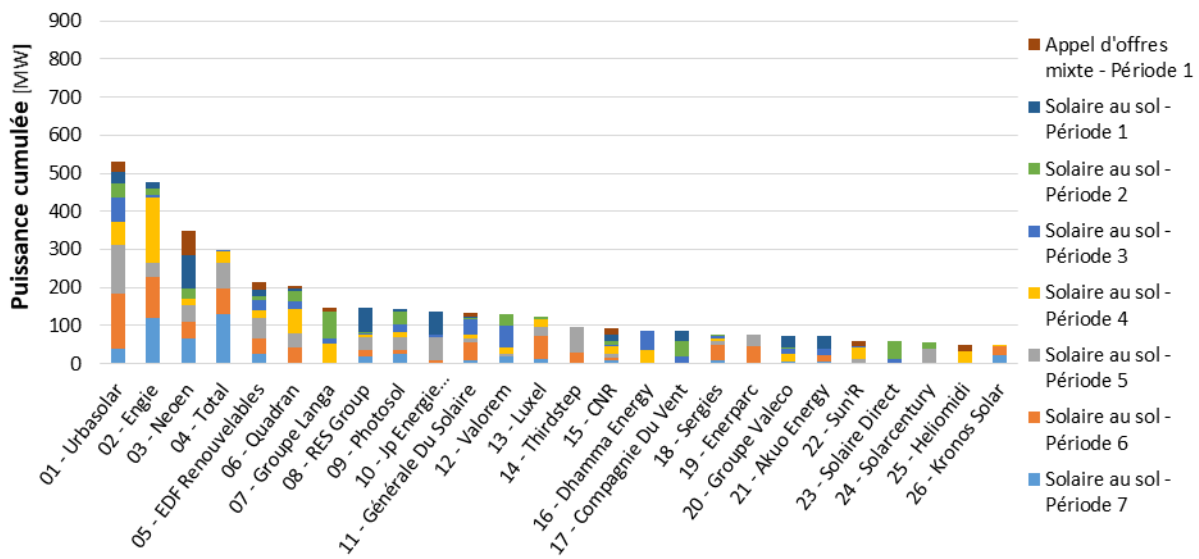


Figure 14 - Puissance cumulée par entreprise, centrales solaires au sol + mix éolien/solaire pour les entreprises ayant remporté plus de 1% de la puissance totale

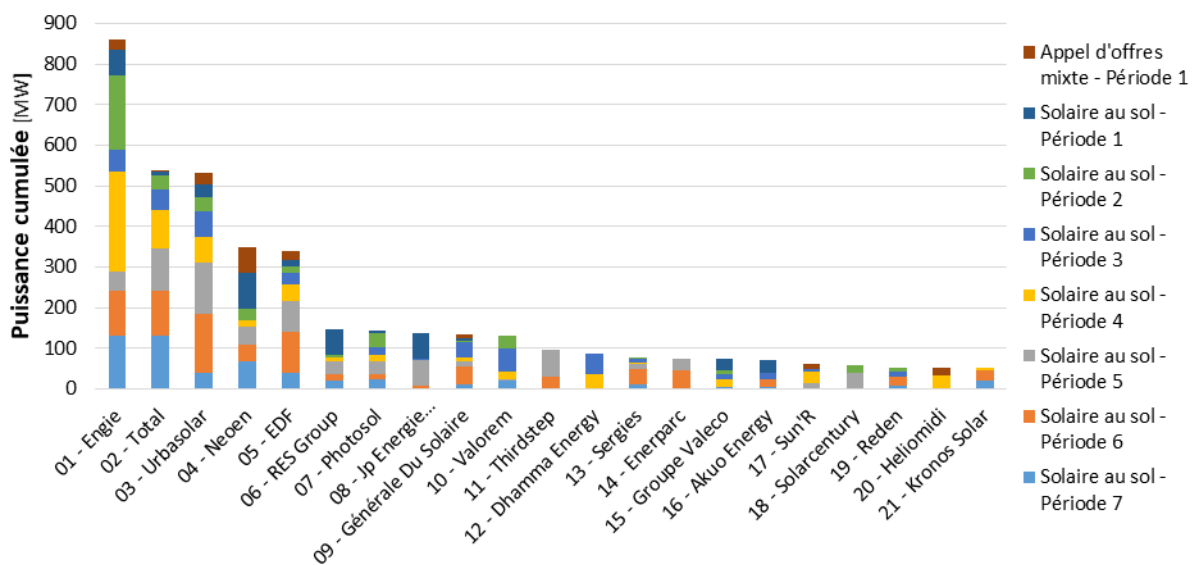


Figure 15 - Puissance cumulée groupe, centrales solaires au sol + mix éolien/solaire pour les groupes ayant remporté plus de 1% de la puissance totale

Engie (qui a racheté plusieurs filiales après le début des appels d’offres) et ses filiales sont les plus bénéficiaires de ces appels d’offres (860 MW). Viennent ensuite Total, Urbasolar et Neoen et EDF. Sur ces cinq groupes, trois (Engie, Total et EDF) sont des multinationales cotées au CAC40 (respectivement 27, 92 et 25 Md€ de capitalisation boursière au 24 juin 2020). Parmi les groupes suivants, la plupart sont indépendants, créés dans les années 2000, lors du développement de l’énergie solaire.

**Nationalité des premiers lauréats :**

Parmi les 21 groupes qui ont remporté plus de 1% de la puissance totale, RES Group (6<sup>e</sup>) est anglais Dhamma energy (12<sup>e</sup>) est espagnol, Enerparc (14<sup>e</sup>) et Kronos solar (21<sup>e</sup>) sont allemands et Solarcentury (18<sup>e</sup>) est anglais. Les autres groupes sont français. Ces cinq groupes non français totalisent 8,6% des puissances attribuées sur l’ensemble des sept premières périodes.

### Age des premiers lauréats :

L'âge a été établi à partir des sites internet des entreprises. Pour celles ne donnant pas clairement leur date de création, une estimation a été donnée. La date de 1924 pour Total représente la date de création de la Compagnie nationale française du pétrole. La date de 1946 pour Engie correspond à la date de création de Gaz de France. Hormis les acteurs historiques (EDF, Engie, Total), la plupart des entreprises (14/22) ont été créées après les années 2000. Durant l'année 2008, 6 sociétés se sont créées.

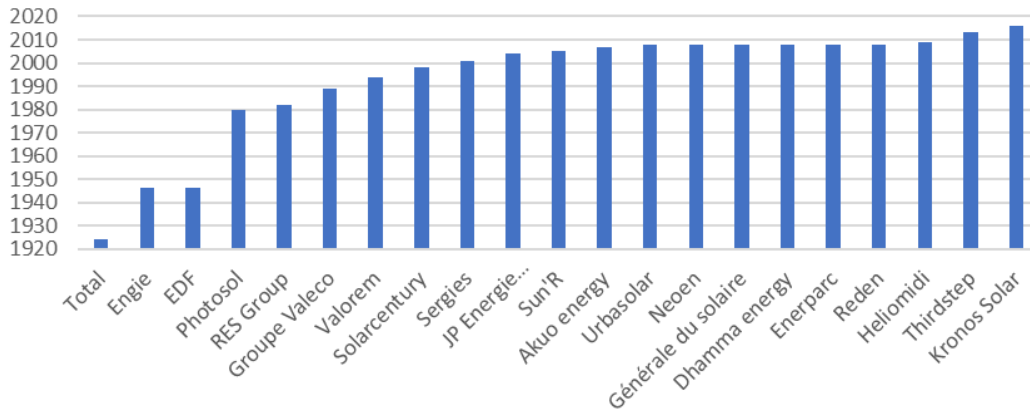


Figure 16 - Année de création des premiers lauréats des appels d'offres solaire au sol et mix éolien solaire

### Entreprises bénéficiaires par famille :

La décomposition par famille révèle des tendances qui diffèrent entre les entreprises. De façon similaire à la section précédente, les entreprises ayant remporté moins de 1% de la puissance totale sont regroupées dans la catégorie « Autres ».

#### - Centrales solaires au sol entre 5 et 30 MW (famille 1 + mix éolien/solaire) :

Anneau extérieur : puissance cumulée [MW]  
Anneau intérieur : nombre d'installations

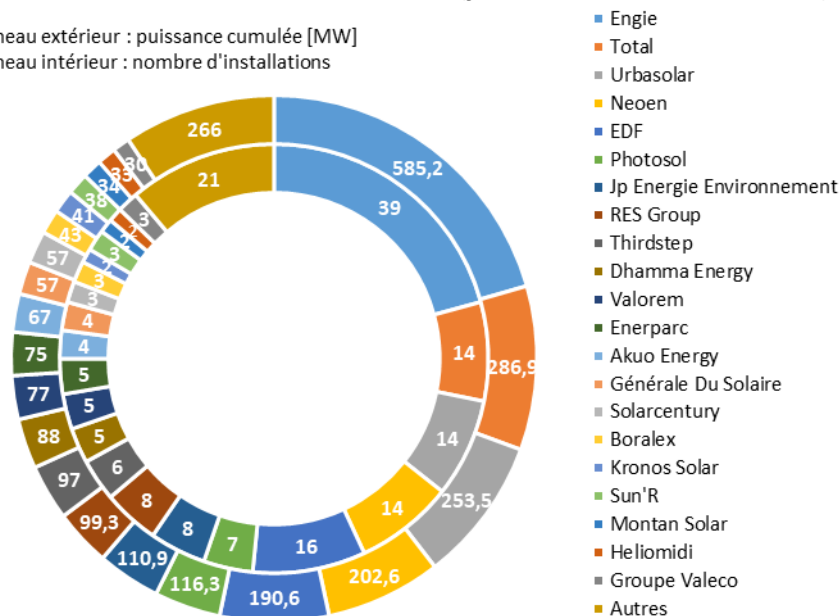


Figure 17 - Répartition des groupes lauréats pour les centrales solaires au sol entre 5 et 30 MW (famille 1 et AO mixte)

Sur la première famille, l'ordre des groupes lauréats est globalement respecté. Engie (avec ses filiales) arrive largement en tête.

- **Centrales solaires au sol entre 0,5 et 5 MW (famille 2) :**

Anneau extérieur : puissance cumulée [MW]  
Anneau intérieur : nombre d'installations

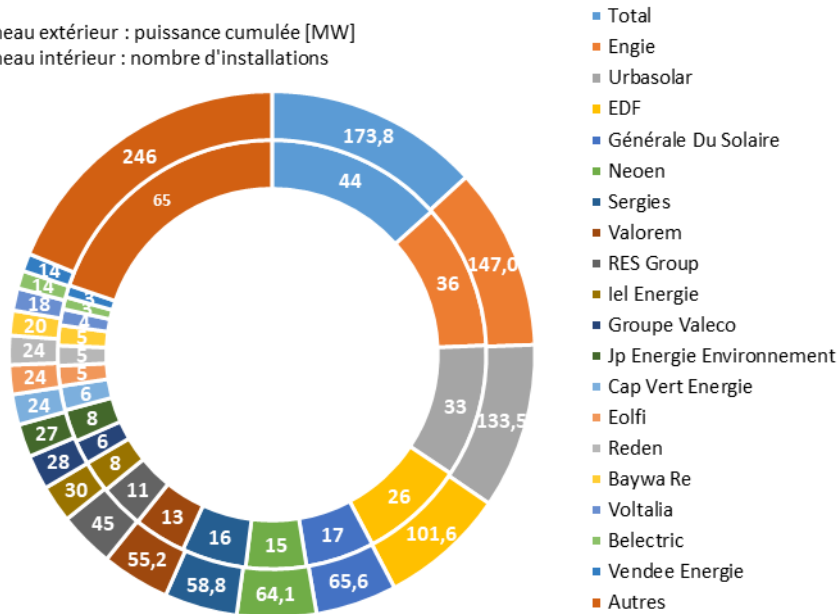


Figure 18 - Répartition des groupes lauréats pour les centrales solaires au sol entre 0.5 et 5 MW (famille 2)

Sur la deuxième famille, Total se classe en première position, devant Engie, grâce à sa filiale Quadran. De plus, la famille 2 (installations de plus petites puissances) est moins concentrée que la famille 1.

- **Ombrières de parking entre 0.5 et 10MW (famille 3) :**

Anneau extérieur : puissance cumulée [MW]  
Anneau intérieur : nombre d'installations

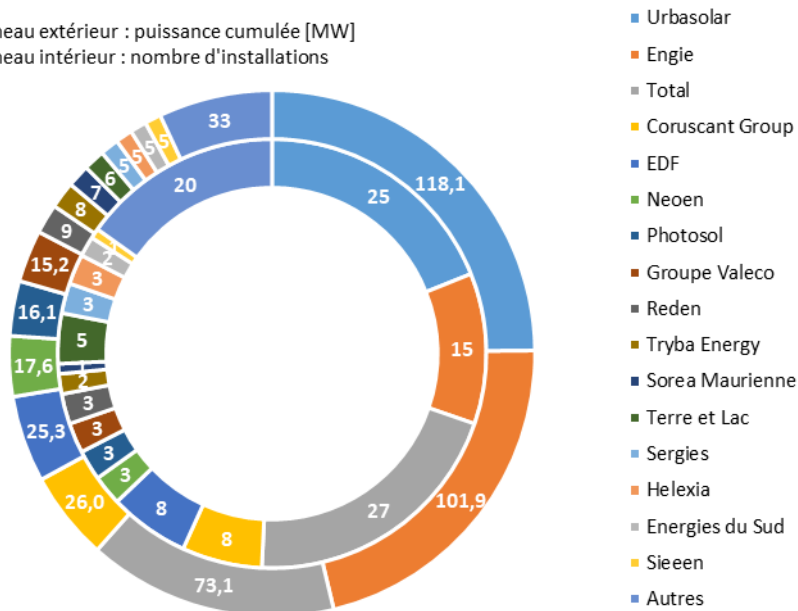


Figure 19 - Répartition des groupes lauréats pour les ombrières de parking au sol entre 0.5 et 10 MW (famille 3)

Sur la troisième famille (ombrières de parking), trois groupes dominent largement le marché : Urbasolar, Engie et Total. Les trois groupes totalisent une puissance lauréate de 293 MW, soit 62% de la puissance totale.

## Solaire sur bâtiment

Comme pour le solaire au sol, le graphique ci-dessous représente les entreprises ayant remporté plus de 1% de la puissance totale attribuée (soit plus de 14,9 MW). Ces 20 entreprises totalisent 1041 MW, soit 70% de la puissance lauréate totale. Les autres entreprises (environ 213, 36 n'étant pas clairement identifiées) ne sont pas représentées sur le graphique. Les trente-six projets pour lesquels l'entreprise n'a pas été clairement identifiée totalisent une puissance de 28 MW.

Le premier groupe lauréat est Amarenco, notamment grâce à sa fusion en 2017 avec le Groupe Carré (12<sup>e</sup>).

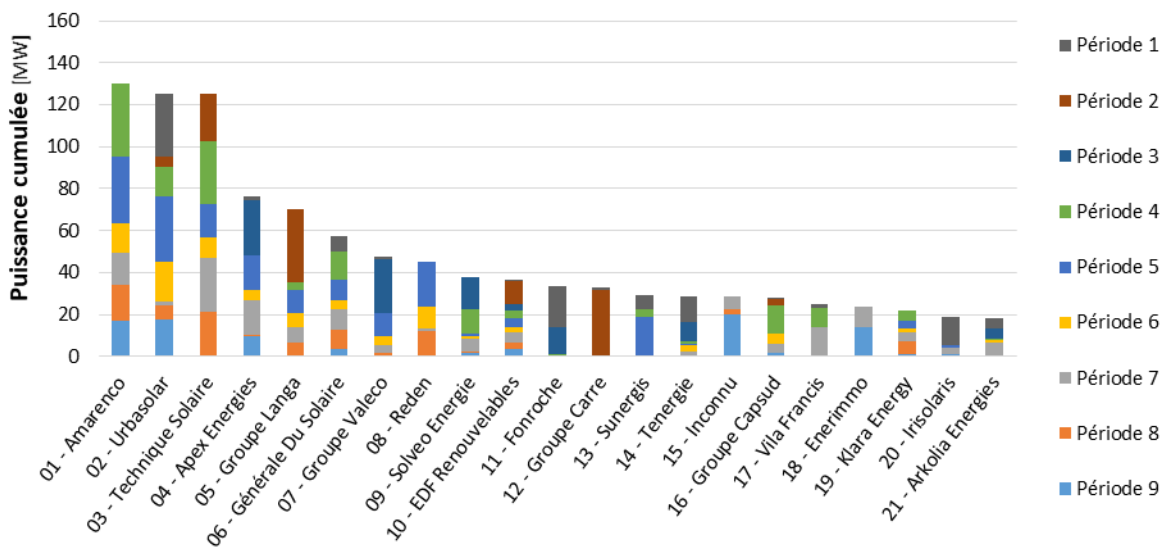


Figure 20 - Puissance cumulée par entreprise, centrales solaires sur bâtiments pour les entreprises ayant remporté plus de 1% de la puissance totale

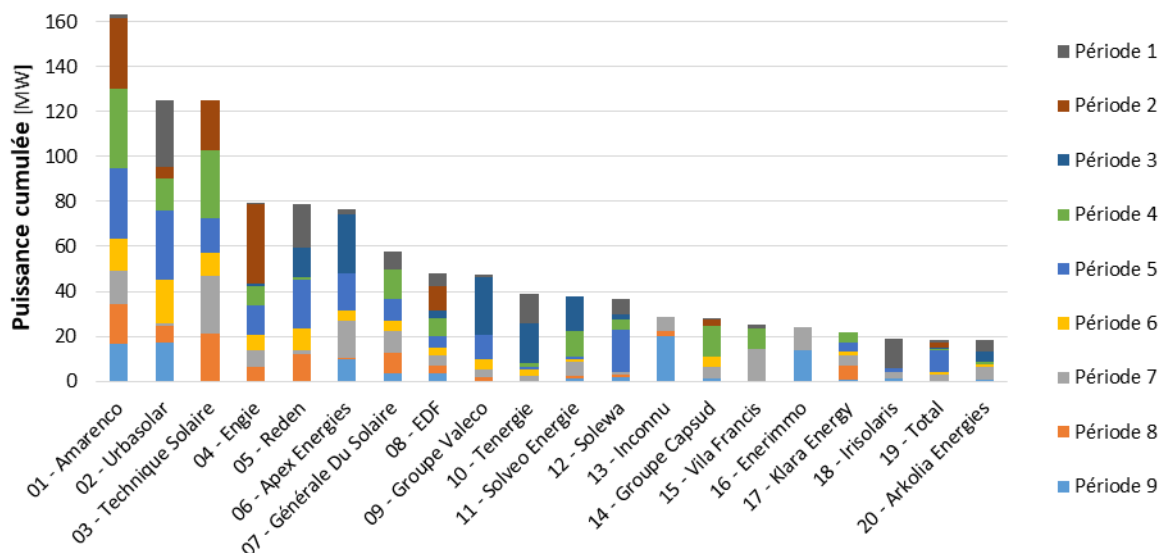


Figure 21 - Puissance cumulée par groupe, centrales solaires sur bâtiments pour les groupes ayant remporté plus de 1% de la puissance totale

**Nationalité des premiers lauréats :**

Parmi les 19 groupes qui ont remporté plus de 1% de la puissance totale, Amarenco (1<sup>er</sup>) est irlandais. Toutes les autres entreprises sont françaises.

**Age des premiers lauréats :**

L'âge a été reconstitué à partir des sites internet des entreprises. Pour celles ne donnant pas clairement leur date de création, une estimation a été donnée. La date de 1924 pour Total représente la date de création de la Compagnie nationale française du pétrole. La date de 1946 pour Engie correspond à la date de création de Gaz de France. Hormis les acteurs historiques (EDF, Engie, Total), la plupart des entreprises (14/19) ont été créés après les années 2000. Durant l'année 2008, 9 sociétés se sont créées.

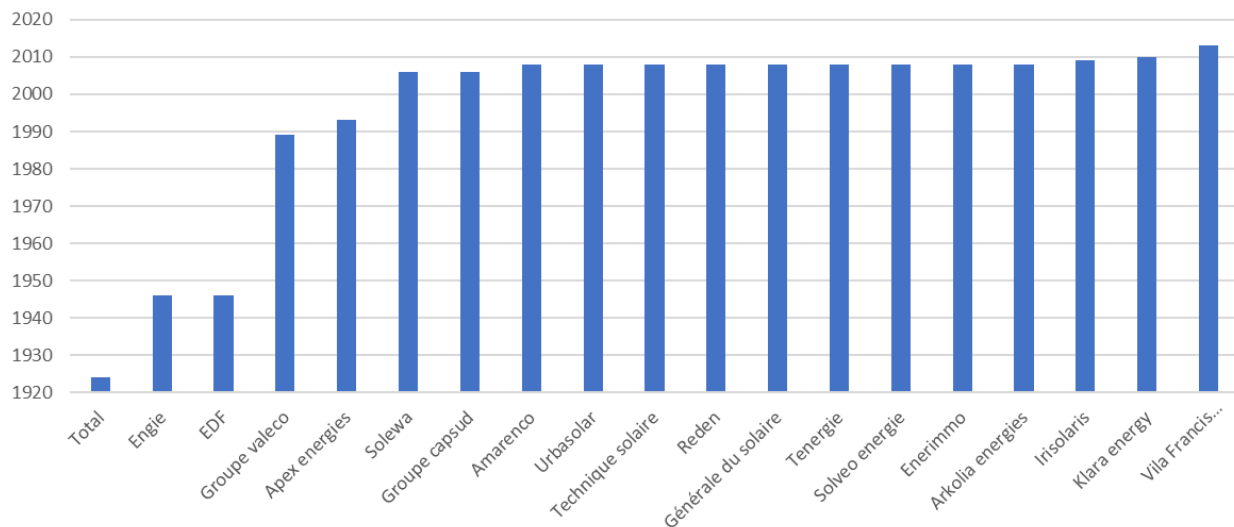


Figure 22 – Année de création des premiers lauréats de l'appel d'offres solaire sur bâtiment

**Entreprises bénéficiaires par famille :**

De façon similaire à la section précédente, les entreprises ayant remporté moins de 1% de la puissance totale sont regroupées dans la catégorie « Autres ».

- **Centrales solaires sur bâtiments entre 100 et 500 kW (famille 1):**

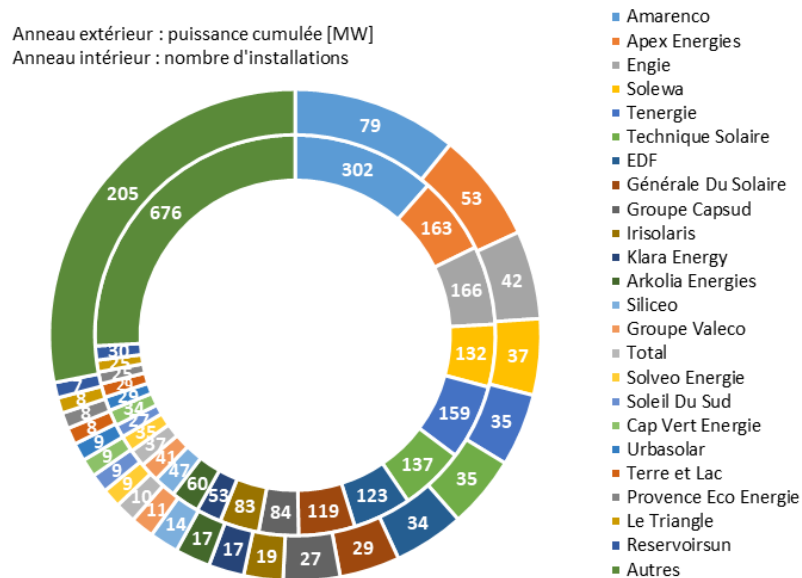


Figure 23 - Répartition des groupes lauréats pour les centrales solaires sur bâtiment entre 100 et 500 kW (famille 1)



Sur la première famille, aucun groupe ne domine largement le marché. Le groupe qui remporte la puissance la plus importante est le groupe Amarenco, qui remporte 79,4 MW sur l'ensemble des périodes, soit 11% de la puissance totale attribuée.

- **Centrales sur bâtiment entre 0,5 et 8 MW (famille 2) :**

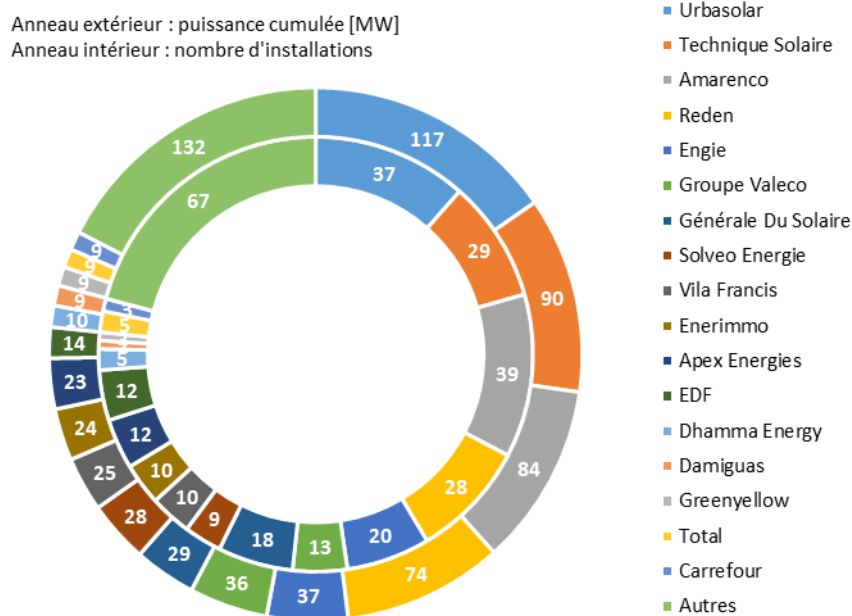


Figure 24 - Répartition des groupes lauréats pour les centrales solaires sur bâtiment entre 0.5 et 8 MW (famille 2)

Le marché est légèrement plus concentré sur la deuxième famille que sur la première famille. Sur la deuxième famille, les quatre premiers groupes (Ubrasolar, Technique solaire, Amarenco et Reden) remportent 48% de la puissance totale attribuée, contre 28% pour les quatre premiers groupes de la famille 1.

On observe donc bien le même phénomène que l'appel d'offres solaires au sol : les familles de projets de puissance importante (famille 1 solaire au sol et famille 2 solaire sur bâtiments) sont plus concentrées que les familles de projets de faible puissance (famille 2 et 3 solaire au sol et famille 1 solaire au sol).

## Eolien

Vingt-deux groupes ont remporté une puissance supérieure à 1% de la puissance totale attribuée sur les cinq premières périodes de l'appel d'offres éolien. Ces 22 entreprises représentent 2170 MW, soit 92% de la puissance lauréate totale. Les 13 autres entreprises sont regroupées dans la catégorie « Autres ».

De plus, aucun regroupement n'a été observé. Il n'y a donc pour l'appel d'offres éolien aucune différence entre les notions de groupe et d'entreprise. Total n'est représenté que par sa filiale Quadran, et EDF par sa filiale EDF Renouvelables.



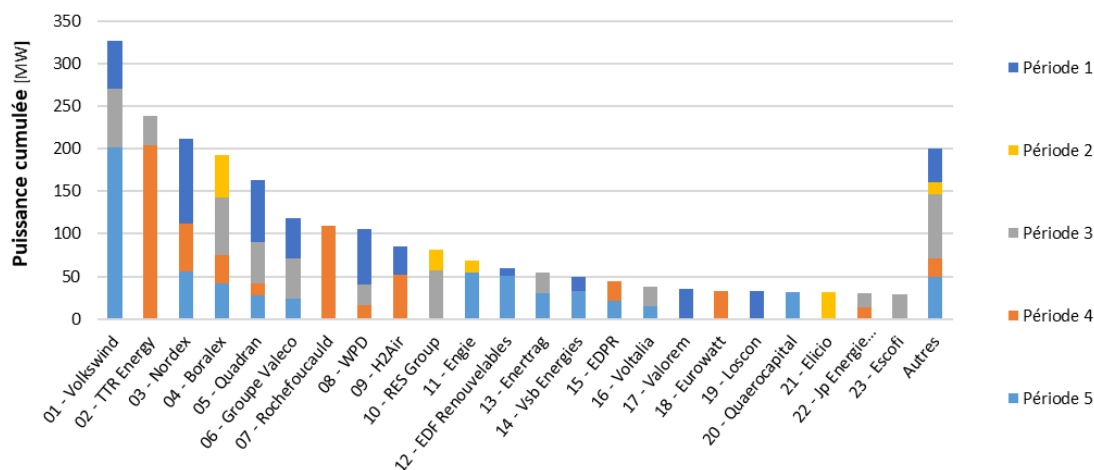


Figure 25 - Puissance cumulée par groupe pour l'éolien

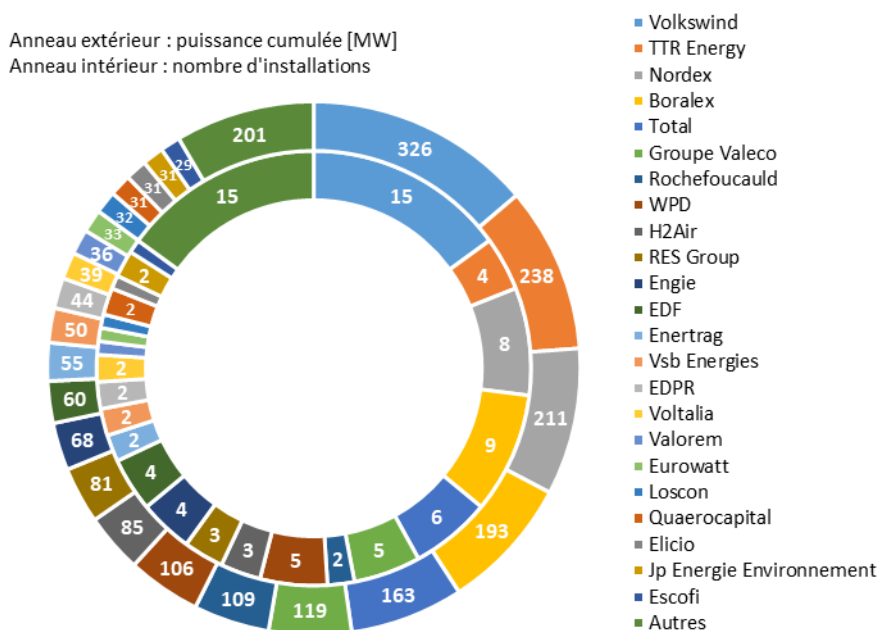


Figure 26 - Répartition des entreprises lauréates pour les centrales éoliennes

L'entreprise qui remporte la puissance la plus importante est Volkswind, avec 326 MW dont 201 MW sur la cinquième période. Avant la tenue de la cinquième période, Volkswind ne se tenait qu'en cinquième position.

On note d'ailleurs que, contrairement aux appels d'offres solaires, aucune entreprise de l'appel d'offres éolien ne remporte de projets sur les cinq périodes. Bolarex (4<sup>e</sup>) est l'entreprise présente sur le plus de périodes, remportant des projets sur les périodes 2 à 5. Des entreprises bien classées ne sont présentes que sur un nombre très faible de périodes. Par exemple, TTR Energy (2<sup>e</sup>) n'est présent que sur deux périodes (périodes 3 et 4) et Rochefoucauld (7<sup>e</sup>) sur une seule période (période 4).

**Nationalité des premiers lauréats :**

Les groupes identifiés sont beaucoup plus internationaux que pour le solaire. Ainsi, Volkswind (1<sup>er</sup>), Nordex (3<sup>e</sup>), WPD (8<sup>e</sup>), Enertrag (13<sup>e</sup>) et Loscon (19<sup>e</sup>) sont allemands, Bolarex (4<sup>e</sup>) est canadien, RES Group (10<sup>e</sup>) est anglais, EDPR (15<sup>e</sup>) est espagnol, Quarea capital (20<sup>e</sup>) est suisse et Elicio (21<sup>e</sup>) est belge.

Les groupes étrangers remportent ainsi 51% de la puissance attribuée sur l'ensemble des périodes de l'appel d'offres éolien. Les groupes allemands remportent à eux seuls 32% de la puissance totale.

**Age des lauréats :**

L'âge a été retrouvé à partir des sites internet des entreprises. Pour celles ne donnant pas clairement leur date de création, une estimation a été donnée. La date de 1924 pour Total représente la date de création de la Compagnie nationale française du pétrole. La date de 1946 pour Engie correspond à la date de création de Gaz de France. On remarque que les acteurs éoliens sont globalement plus âgés que leurs homologues pour le solaire, 13 sur les 22 premiers lauréats étant créés avant 2000. Leur création est aussi plus répartie dans le temps.

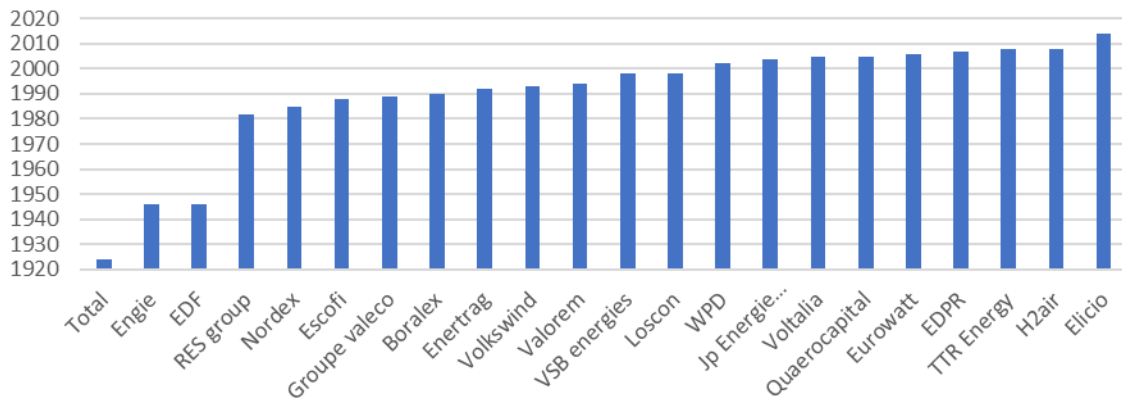


Figure 27 - Année de création des lauréats de l'appel d'offres éolien

**Biomasse**

Les disparités étant grandes sur cet appel d'offres entre les lauréats de la biomasse et du biogaz, les deux familles sont directement séparées dans le graphique suivant. Aucun regroupement n'a été fait ici.

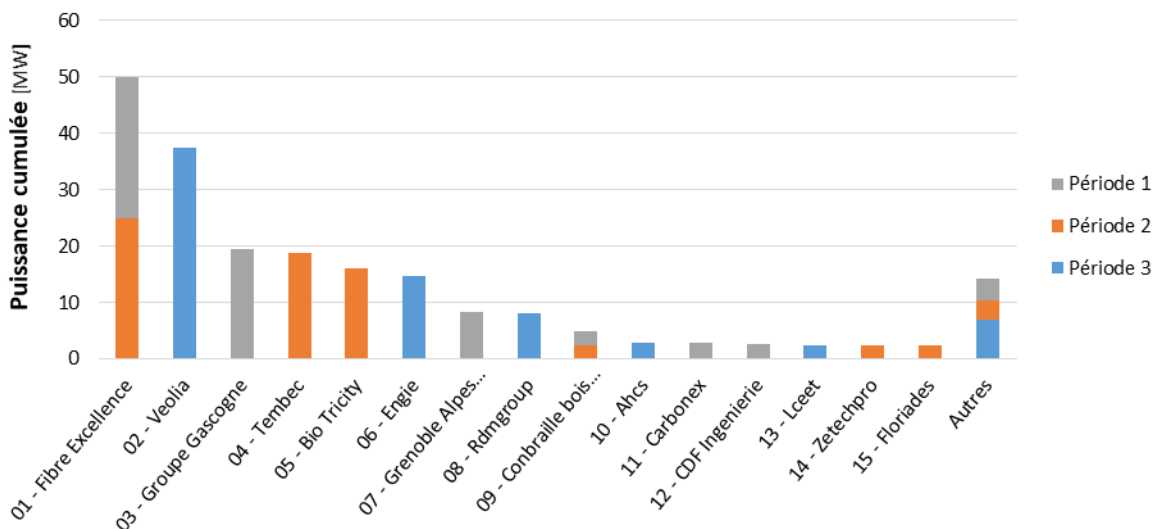


Figure 28 - Puissance cumulée par groupe pour les centrales bois-énergie

Les entreprises concernées par cet appel d'offres sont les industries papetières (Fibre excellence, Groupe Gascogne, Tembec et RDM group), de transformation du bois (scieries), des collectivités (Grenoble Métropole), des entreprises agricoles ou encore des énergéticiens (Veolia et Engie), revendant la chaleur à des réseaux urbains ou des industriels.

Les projets de l'appel d'offres biomasse étant généralement motivés par un besoin spécifique de chaleur, la plupart des entreprises ne sont lauréates que d'une période.

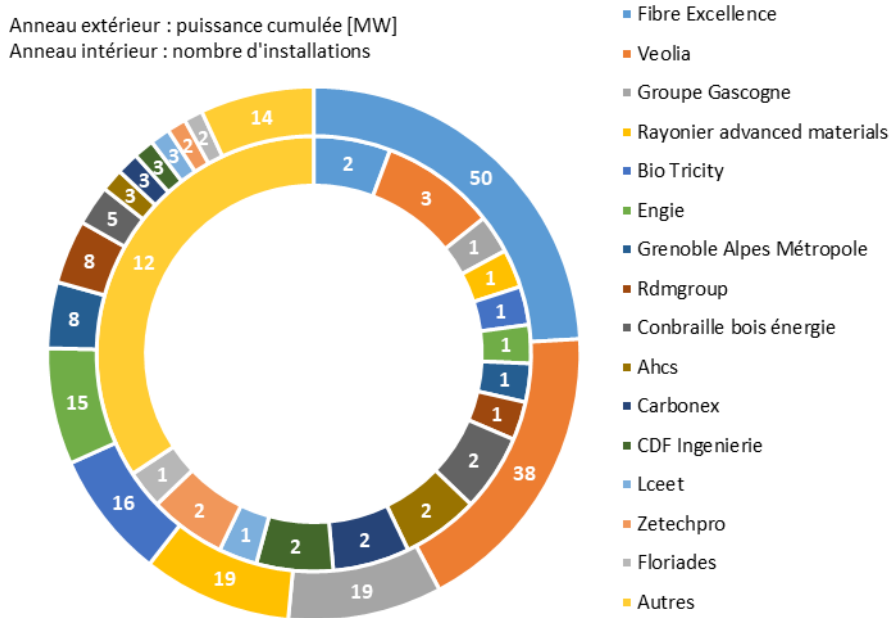


Figure 29 - Répartition des groupes lauréats pour les centrales bois-énergie

Contrairement aux appels d'offres éoliens et solaires, les puissances remportées par les différentes entreprises ne sont pas représentatives du nombre de projets. Ainsi, les 6 premières entreprises remportent 9 projets (soit 25% du nombre total de projets lauréats) et 75% de la puissance totale. Ceci est explicable par la grande disparité des projets lauréats, induite par la puissance réservée aux projets de petite puissance : sur chacune des trois périodes, 10 MW sur 50 MW sont réservés aux projets de moins de 3 MW.

Pour la famille biogaz/méthanisation, les quatre projets lauréats sont portés par quatre entreprises différentes. Seules trois sociétés sont lauréates pour le moment de l'appel d'offres biogaz/méthanisation.

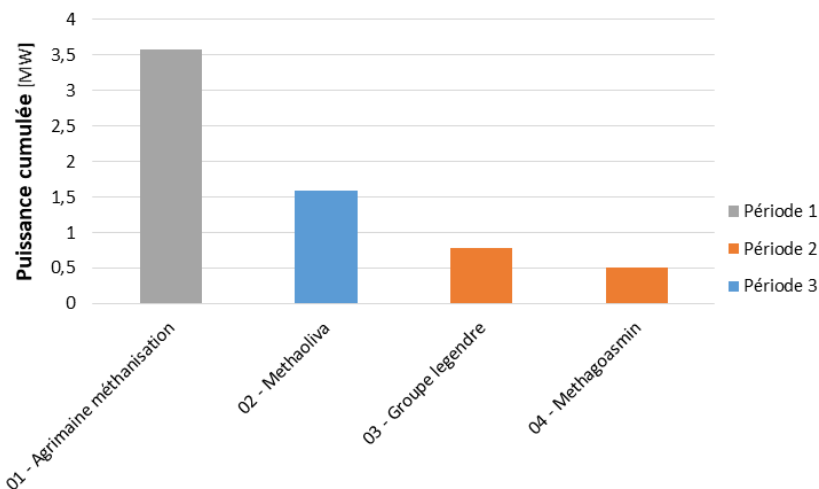


Figure 30 - Puissance cumulée par entreprise pour les centrales biogaz/méthanisation

**Nationalité des lauréats :**

Les lauréats sont à priori tous français, à l'exception de Tembec, filiale depuis peu du groupe américain Rayonier Advanced Materials et RDM group, papetier italien. Cela peut s'expliquer par la proximité nécessaire avec les collectivités et activités locales pour l'approvisionnement et le montage des projets qui nécessite une valorisation de chaleur. Les entreprises lauréates sont plutôt des PME et des entreprises familiales, et les acteurs de l'énergie sont peu représentés dans cet appel d'offres, avant la troisième période, où Veolia (2<sup>e</sup>) remporte 3 projets pour 38 MW et Engie (6<sup>e</sup>) un projet de 15 MW.

**Age des lauréats :**

L'âge indiqué ici correspond souvent à la date l'immatriculation RCS. Ces années sont à prendre avec précaution, certains lauréats étant des filiales ou des SAS créées spécialement pour le projet, ou des entreprises ayant changé de nom (Fibre excellence Tarascon construite en 1951, Saint Gaudens en 1959, Rayonier ex-Tembec Tartas).

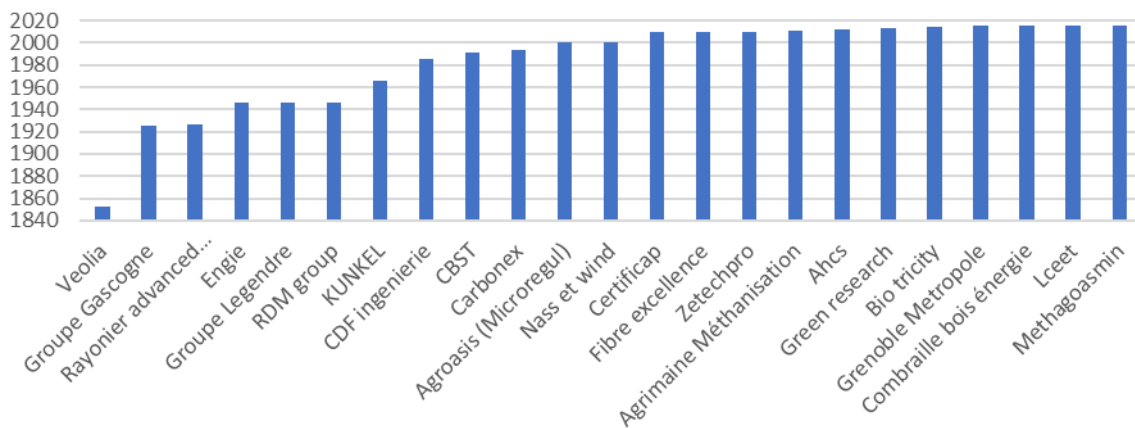


Figure 31 - Date de création des lauréats de l'appel d'offres biomasse

## Hydroélectricité

Pour cet appel d'offres, où les entreprises ont été déterminées à partir des sociétés mères associées aux lauréats, 6 (8 avec filiales) entreprises ont répondu, ainsi qu'un particulier. Ici encore Total est représenté uniquement par sa filiale Quadran. EDF comprend ici ES énergies de Strasbourg et le Groupe Serhy (lui-même possédé en partie par ES énergies de Strasbourg).

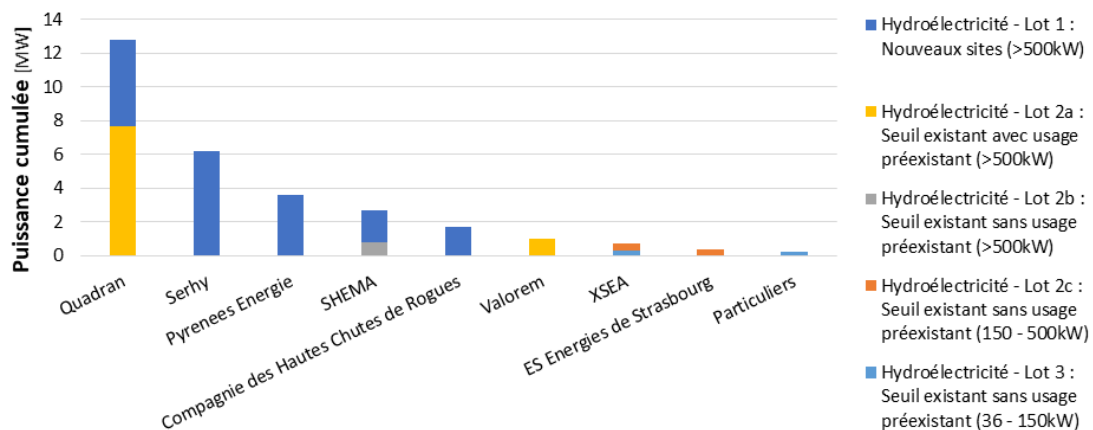


Figure 32 - Puissance cumulée par entreprise pour la petite hydroélectricité

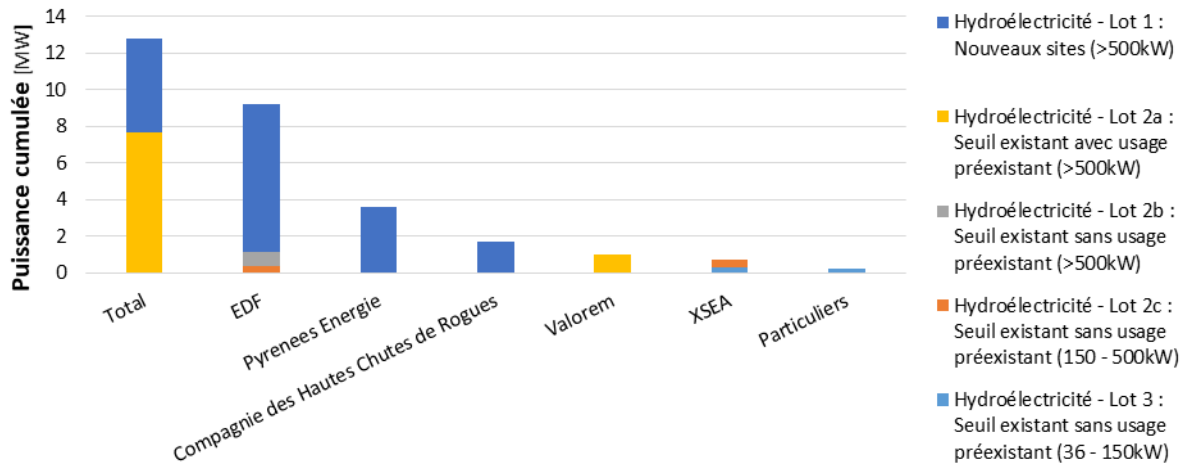


Figure 33 - Puissance cumulée par groupe pour la petite hydroélectricité

Anneau extérieur : puissance cumulée [MW]  
Anneau intérieur : nombre d'installations

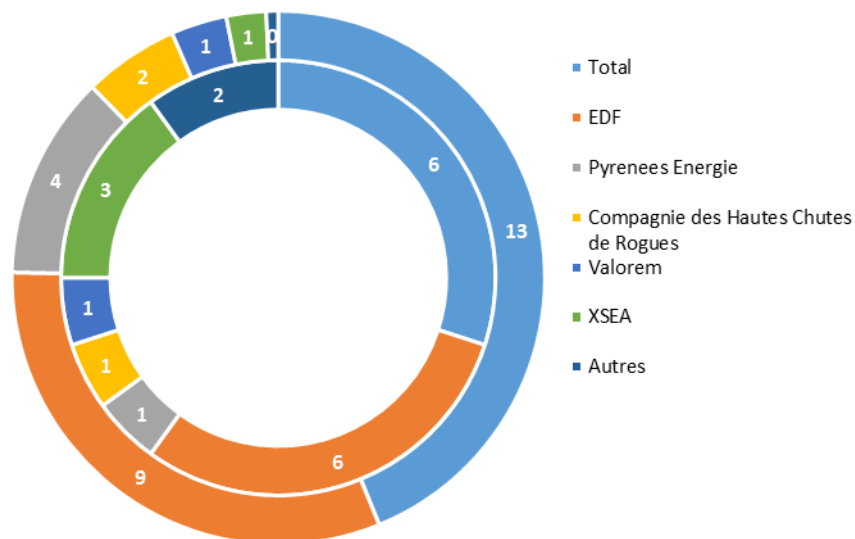


Figure 34 - Répartition des entreprises lauréates pour les centrales hydroélectriques, tous lots confondus

Le marché est largement dominé par les groupes Total et EDF, qui remportent 75% de la puissance attribuée.

**Nationalité des lauréats :**

Les lauréats sont 100% français.

**Age des lauréats :**

Les lauréats sont assez anciens et bien implantés dans l'activité, avec l'exception d'Xsea, créée en 2011.

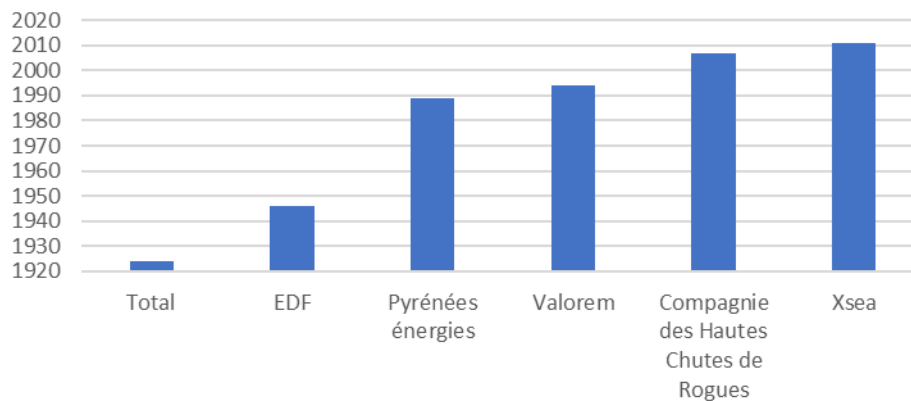


Figure 35 - Date de création des lauréats de l'appel d'offres petite hydroélectricité

## 1.6 Quels ont été les résultats de chaque type d'enchères réalisées dans le cadre du régime ?

Ces résultats sont donnés au point 1.3.

## 1.7 Des mécanismes de sauvegarde ont-ils été mis en place suite aux enchères ? Ont-ils changé avec le temps ?

Trois principaux mécanismes de sauvegarde ont été mis en place :

- | Le dépôt de garantie financière ;
- | Le contrôle de la conformité des installations avant la mise en service ;
- | La mise en place de calendriers de réalisation fermes.

Le paragraphe ci-dessous présente les conditions générales de ces mécanismes et le paragraphe suivant détaillera les conditions particulières s'appliquant à chaque filière.

### 1.7.1 Description générale des mécanismes de sauvegarde

#### 1.7.1.1 Le dépôt de garantie financière

Le producteur retenu à l'issue d'un appel d'offres doit déposer une garantie financière proportionnelle à la taille de son projet. Cette garantie peut prendre deux formes :

- | Une garantie à première demande, conforme au modèle et émise au profit de l'Etat par un établissement de crédit ou une entreprise d'assurance, bénéficiant du premier échelon de qualité de crédit établi par un organisme externe d'évaluation de crédit reconnu par l'Autorité de Contrôle Prudentiel et de Résolution (ACPR).
- | Une consignation volontaire ou un dépôt affecté à titre de garantie, réalisé(e) sur un compte ouvert dans les livres de la Caisse des Dépôts et Consignations.

La garantie est restituée à l'achèvement du projet et permet de prélever des sanctions pécuniaires non réglées le cas échéant ou d'appliquer des pénalités de retard.

### 1.7.1.2 L'attestation de conformité

Les contrats prennent effet avec la remise d'une attestation de conformité du producteur au cocontractant (provenant d'EDF ou d'entreprise locale de distribution). Cette attestation est délivrée par un organisme agréé par le ministre chargé de l'énergie, et garantit le respect d'un certain nombre de critères par les installations. Les vérifications portent sur les éléments suivants :

- | Le respect des conditions d'admissibilité :
  - Respect de l'objet de l'appel d'offres ;
  - Nouveauté de l'installation ;
  - Exploitation par le candidat ;
  - Pertinence du schéma de comptage pour calculer les grandeurs de la formule de rémunération.
  
- | La conformité de l'Installation aux éléments mentionnés dans l'offre de candidature :
  - Puissance installée ;
  - Communes d'implantation.

### 1.7.1.3 Le calendrier de réalisation

Pour chaque projet, les producteurs ont un délai défini par le cahier des charges pour achever l'installation, c'est-à-dire transmettre une attestation de conformité vierge de toute réserve. L'attribution de délais supplémentaires est encadrée. Si le délai imposé n'est pas respecté, différentes sanctions sont prévues.

## 1.7.2 Paramètres spécifiques des mécanismes de sauvegarde

Les mécanismes de sauvegarde cités ci-dessus comportent des conditions spécifiques à chaque type d'appel d'offres. Le tableau suivant recense ces conditions.

	Dépôt de garantie	Attestation de conformité	Calendrier de réalisation
<b>Biomasse - Biogaz</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Délai de versement* : <b>1 mois</b></li> <li>▪ Durée de la garantie : <b>≥ 4 ans</b></li> <li>▪ Montant : <b>P(MWe) x 50 000€</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Contrôle périodique tous les 4 ans</li> <li>▪ Vérifications spécifiques :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Part d'effluents d'élevage dans l'approvisionnement des installations en méthanisation</li> <li>▪ Efficacité énergétique pour les installations bois-énergie</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Délai d'installation : <b>3 ans</b></li> <li>▪ Sanctions :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Réduction durée du contrat = durée du retard</li> <li>- Prélèvement de garantie = jours de retard x garantie totale /365</li> </ul> </li> </ul>
<b>Eolien</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Délai de versement* : <b>2 mois</b></li> <li>▪ Durée de la garantie : <b>≥ 57 mois</b> si 1<sup>ère</sup> période sans autorisation environnementale, <b>≥ 51 mois</b> sinon</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Délai d'installation : <b>36 mois</b></li> <li>▪ Sanction : réduction de la durée du contrat = durée du retard</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Montant : <b>P(MW) x 30 000€</b></li> </ul>		
<b>Solaire bâtiment</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Existe si <math>P \geq 500 \text{ kWc}</math></li> <li>Délai de versement* : <b>2 mois</b></li> <li>Durée de la garantie : <b><math>\geq 36</math> mois</b></li> <li>Montant : <b>P(MWc) x 30 000€</b></li> </ul>	<p>Vérifications spécifiques :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Qualifications ;</li> <li>Respect des normes ;</li> <li>Attestations d'assurances ;</li> <li>Gestion de la puissance réactive ;</li> <li>Evaluation carbone simplifiée.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Délai d'installation : <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>20 mois</b> pour le solaire sur bâtiments</li> <li>- <b>24 mois</b> pour le solaire au sol et l'appel d'offres mixte éolien/solaire</li> </ul> </li> </ul>
<b>Solaire au sol</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Délai de versement* : <b>2 mois</b></li> <li>Durée de la garantie : <b><math>\geq 42</math> mois</b></li> <li>Montant : <b>P(MWc) x 50 000€</b></li> </ul>	<p>Vérifications spécifiques :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Qualifications ;</li> <li>Gestion de la puissance réactive ;</li> <li>Evaluation carbone simplifiée.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sanctions : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Prélèvement de garantie = jours de retard x garantie totale /365 ;</li> <li>- A partir de la quatrième période : prix de référence diminué de <b>0,25€/MWh/mois de retard</b> les 6 premiers mois de retard puis <b>0,50€/MWh/mois de retard</b> pour les mois de retard suivants.</li> </ul> </li> </ul>
<b>Mix Eolien/solaire</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Délai de versement* : <b>2 mois</b></li> <li>Durée de la garantie : <b><math>\geq 36</math> mois</b></li> <li>Montant : <b>P(MWc) x 50 000€</b></li> </ul>	<p>Vérifications spécifiques :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Emplacement et contours du terrain d'implantation</li> </ul>	
<b>Hydraulique</b>		<p>Vérifications spécifiques :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Volet énergie : puissance électrique, hauteur de chute, débit turbiné ;</li> <li>Volet environnemental : engagements pris dans le dossier d'évaluation préliminaire des impacts environnementaux.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Délai d'installation : <b>4,5 ans</b></li> <li>Sanctions : réduction de la durée du contrat = durée du retard.</li> </ul>

\* à compter de la date de désignation



## 2 Impacts directs

### 2.1 Les bénéficiaires ont-ils augmenté la production d'énergie à partir d'énergies renouvelables ?

Le système de soutien est indispensable pour rentabiliser les installations, les différentes filières étant encore trop chères au regard des prix du marché pour se passer de l'aide de l'Etat. En comparant les LCOE donnés par l'ADEME<sup>4</sup> et les revenus moyens pondérés par la production de 2017, on s'aperçoit que les projets ne sont pas rentables naturellement, puisque les coûts de production sont supérieurs aux revenus moyens en 2017 (qui sont pourtant plutôt élevés pour la France).

		Eolien	Solaire au sol	Solaire sur bâtiment	Cogénération biomasse	Cogénération biogaz	Hydro - électricité
<b>LCOE (ADEME 2016)</b>	€/MWh	57 - 79	74 - 135	114 - 199	48 – 66 (industrielle) 58 – 81 (réseau de chaleur)	110	(Non disponible)
<b>LCOE (ADEME 2020)</b>	€/MWh	50 - 71	45 - 81	61 - 104	(Non disponible)	126 – 165 (partie électricité)	58 – 149 (nouvelles centrales)
<b>Revenu moyen sur le marché<sup>5</sup></b>	€/MWh	44,4 (2017) 48,1 (2018) 37,4 (2019)	41,3 (2017) 51,2 (2018) 38,3 (2019)	41,3 (2017) 51,2 (2018) 38,3 (2019)	53,3 <sup>6</sup> (industrielle) - 64,4 <sup>7</sup> (réseau de chaleur)	45 <sup>8</sup> (2017)	45 (2017)

Les centrales cogénérations biomasse peuvent sembler presque rentables sur ce tableau, mais l'expérience montre que peu de centrales de cogénération se sont installées en dehors des appels d'offres (cf. 4.1). De plus, les revenus de chaleur considérés prennent en compte les coûts du réseau de chaleur, ce qui n'est pas toujours le cas. Dans le cas des installations ne finançant pas leur réseau de chaleur, le revenu de la chaleur est moindre, d'environ un tiers.

<sup>4</sup> [Coût des énergies renouvelables et de récupération, édition 2020, ADEME](#) et [Coût des énergies renouvelables, édition 2016, ADEME](#). Les données pour la biomasse et le biogaz sont pour la cogénération, ce qui est conservateur car la plupart des installations de bio énergie lauréates ne valorisent pas totalement leur chaleur.

<sup>5</sup> Ces revenus sont calculés à partir [des productions mensuelles de l'open data RTE](#) et [des prix de référence pour les compléments de rémunération de l'open data CRE](#)

<sup>6</sup> Ce chiffre est la moyenne pondérée entre 1 MWh électrique à 45 €/MWh et 5 MWh thermique à 55 €/MWh, LCOE actualisés à 5% trouvé dans le document ADEME pour une chaufferie industrielle entre 1 et 3 MW

<sup>7</sup> Ce chiffre est la moyenne pondérée entre 1 MWh électrique à 45 €/MWh et 5 MWh thermique à 68,3 €/MWh, chiffre trouvé sur <https://www.observatoire-des-reseaux.fr/evolution-du-prix-de-la-chaleur/>.

<sup>8</sup> Ce chiffre ne prend en compte que l'électricité, les projets de méthanisation lauréats n'étant pas tenus de produire de la chaleur.

Les projections de LCOE de l'ADEME sont fortement à la baisse (à l'instar d'autres sources comme les projections du Joint Research Center<sup>9</sup>), ce qui laisse entendre que les installations renouvelables pourraient devenir rentables sur le marché de gros dans les prochaines années. Cette affirmation doit être nuancée par l'évolution incertaine des prix sur le marché de gros en France, qui vont être influencés dans les prochaines années par les orientations du nucléaire français et dont la volatilité, et donc le risque financier, pourrait augmenter à cause des effets de cannibalisation des renouvelables. De plus, les faibles souscriptions des dernières périodes et la remontée des tarifs de rachats ne reflètent pas cette dynamique pour les projets solaires.

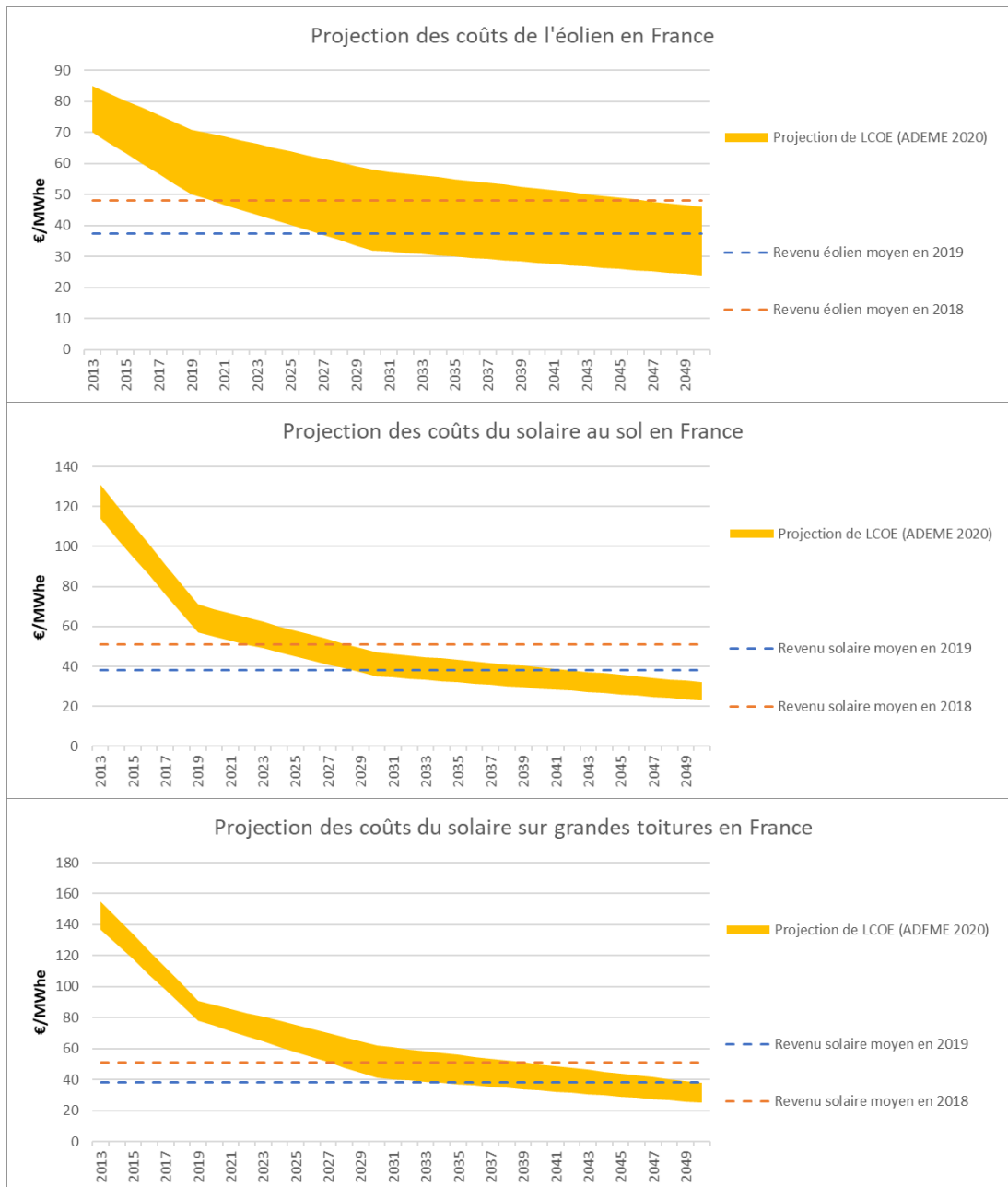


Figure 36 - Projection des coûts des renouvelables électriques intermittentes en France

<sup>9</sup>[https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109894/cost\\_development\\_of\\_low\\_carbon\\_energy\\_technologies\\_v2.2\\_final\\_online.pdf](https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109894/cost_development_of_low_carbon_energy_technologies_v2.2_final_online.pdf)

Dernièrement, d'autres installations de renouvelables ne bénéficiant pas d'un soutien de l'Etat ont été annoncées avec l'apparition des PPA (« power purchase agreement » ou contrat d'achat direct d'électricité) en France. Par exemple, SNCF énergie et Voltalia ont annoncé en juin 2019 la signature d'un PPA portant sur 143 MW sur 25 ans pour une estimation de 200 GWh. Le prix de l'électricité retenu n'est pas public, il est donc difficile de savoir si la SNCF signe ce contrat à perte par rapport à des achats directs sur le marché de gros. Les PPA peuvent aussi être utilisés pour sécuriser les revenus des installations ayant dépassé les 20 ans du contrat de rémunération. Ce genre de contrat reste toutefois marginal, et les aides étatiques restent nécessaires pour le soutien à la filière en France, même si ce constat peut être amené à évoluer dans les prochaines années.

## 2.2 Les bénéficiaires ont-ils augmenté la capacité d'énergies renouvelables ?

Comme indiqué précédemment, au vu du faible taux de mise en service des projets lauréats au moment de l'écriture de ce rapport, il n'est pas encore possible d'estimer la capacité réelle installée dans le cadre de ces dispositifs de soutien, estimée à 9435 MW si tous les projets aboutissent.

Cette section cherche à déterminer comment les impacts auraient-ils différé des autres niveaux d'enchères, et quel aurait été le résultat de l'appel d'offres si le prix avait été le seul critère de sélection.

### 2.2.1 Impact des autres niveaux d'enchères

A partir des données disponibles, les courbes d'offres pour chaque appel d'offres sont reconstruites. Dans la mesure du possible, les candidats éliminés par l'instruction (dossiers incomplets, avis du préfet défavorable ou autres) ne sont pas présents sur les courbes d'offres, à l'exception des projets repêchés. Les périodes sont systématiquement décorrélées, pour prendre en compte l'évolution temporelle des tarifs proposés. De même, les familles sont systématiquement décorrélées pour prendre en compte la diversité des familles proposées.

En raison de critères extra-financiers dans la notation et le classement des offres, ces courbes d'offre ne suffisent pas à établir le classement des offres et le tarif maximum des lauréats. Cela dit, le prix reste le critère prédominant dans la notation et le classement des offres (cf. 2.2.2).

Dans cette partie, le prix moyen des lauréats est comparé avec un « tarif frontière théorique » défini comme le prix du dernier projet lauréat, si le prix était le seul critère de sélection. Ce prix peut se lire directement sur les courbes d'offre en regardant le tarif correspondant à la puissance appelée.

Des estimations des économies pour l'Etat (ou de manque à gagner pour les promoteurs) que permet le système d'enchère par rapport à un système de guichet ouvert sont également réalisées. Le tarif du guichet ouvert est alors déterminé pour chaque période par le tarif frontière avec le prix comme seul critère de sélection. En effet, en supposant les tarifs offerts par les candidats ne sont pas surévalués, à ce tarif de guichet ouvert, tous les projets en-dessous de ce tarif se seraient présentés, et ceux au-dessus non.

Le guichet ouvert induit nécessairement des marges plus importantes pour les projets présentant les tarifs les plus faibles aux appels d'offres que le système d'enchères actuel. La dispersion des tarifs des projets peut être lue dans la différence entre le tarif frontière et le tarif moyen, ce qui se traduit par des économies plus ou moins importantes pour le guichet ouvert correspondant. Toutefois, compte tenu des économies d'échelle existant pour la plupart des projets, un guichet ouvert pourrait en réalité octroyer un tarif dégressif en fonction de la puissance, voire en fonction d'autres paramètres. De plus, les appels d'offres ne sont en réalité jamais parfaitement concurrentiels, puisque dans un mécanisme de type *pay as bid*, les candidats ont intérêt à surévaluer le montant de leur offre. Par conséquent, l'estimation réalisée ici surévalue le gain réel de l'appel d'offres sur un hypothétique guichet ouvert.

## Solaire au sol

### Famille 1 (centrales de 5 à 30 MWc) :

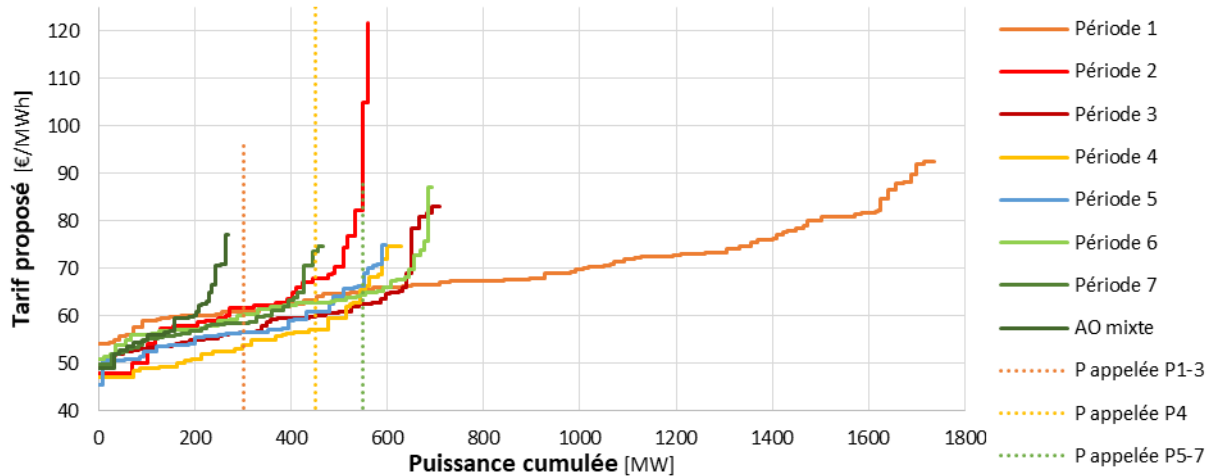


Figure 37 - Courbes d'offre des installations au sol entre 5 et 30 MW

Plusieurs points sont notables sur les courbes d'offres de la première famille :

- La première période se distingue par une puissance candidate très importante (plus de 1700 MW de puissance candidate non-éliminée à l'instruction, pour seulement 300 MW appelés). Le deuxième période avec la puissance la plus importante est la période 3, qui totalise 710 MW de projets a priori conformes (soit 2,4 fois moins que la période 1).
- La deuxième période se distingue par la présence de projets au tarif proposé très élevé : jusqu'à 120 €/MWh, contre un maximum de 92 €/MWh sur les autres périodes.

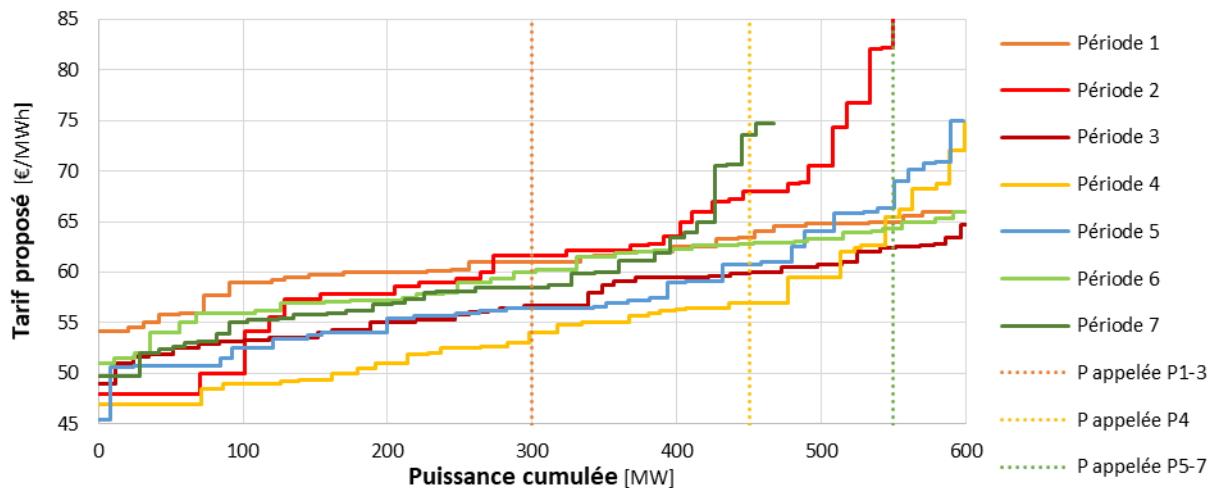
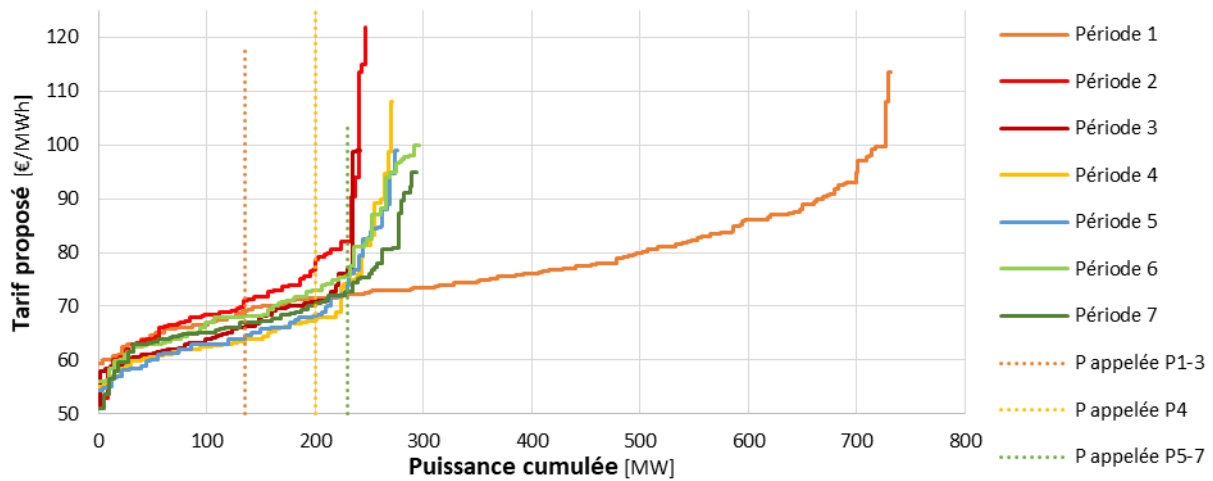


Figure 38 - Courbes d'offre des installations au sol entre 5 et 30 MW (zoom)

La figure ci-dessus permet de mieux percevoir l'évolution temporelle des offres au fil des périodes :

- Des périodes 1 à 4, la tendance des tarifs frontières est à la baisse. La période 4 (en jaune ci-dessous) présente ainsi les tarifs les plus faibles de toutes les périodes pour une large plage de puissances.
- Des périodes 5 à 7, la tendance des tarifs frontières est globalement à la hausse.
- La période 7 présente une puissance candidate inférieure à la puissance appelée. Toute la puissance n'a donc pu être attribuée.

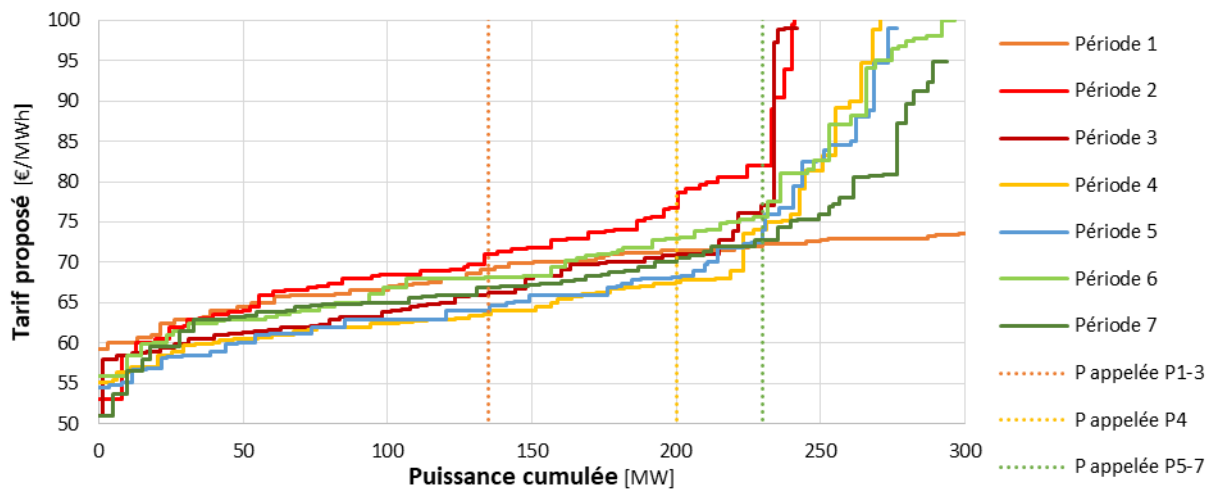
**Famille 2 (centrales de 0,5 à 5 MWC) :**



**Figure 39 - Courbes d'offre des installations au sol entre 0,5 et 5 MW**

On note pour la famille 2 les mêmes tendances que pour la famille 1 :

- La période 1 présente une puissance candidate bien supérieure à toutes les autres périodes ;
- La période 2 présente des candidats au tarif très élevé ;
- Les périodes 4 et 5 présentent les tarifs les moins élevés.

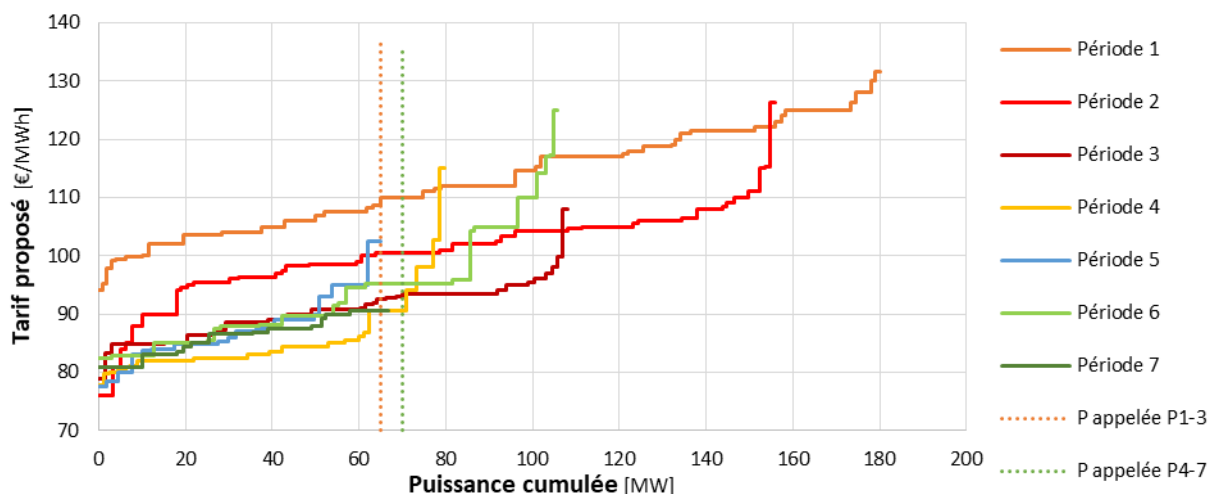


**Figure 40 - Courbes d'offre des installations au sol entre 0,5 et 5 MW (zoom)**

En revanche, à la différence de la première famille, la puissance appelée est toujours atteinte. On note d'ailleurs que, à l'exception de la première période, la puissance candidate suit l'augmentation de puissance appelée :

- Les périodes 2 et 3 présentent la puissance appelée et les puissances candidates les moins élevées.
- Les périodes 4 à 7, qui ont une puissance appelée plus importante (200 MW pour la période 4 puis 230 MW pour les périodes 5 à 7, contre 135 MW pour les périodes 1 à 3), présentent également une puissance candidate supérieure aux périodes 2 et 3.

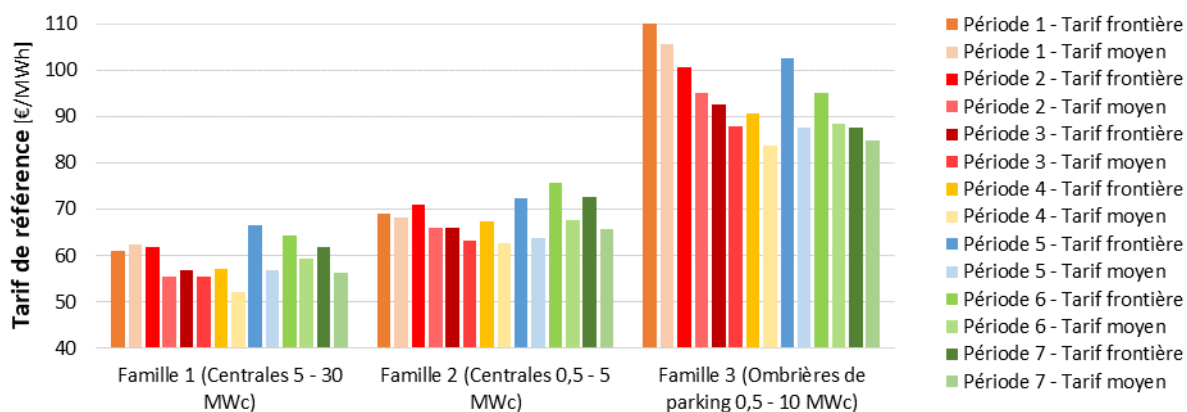
**Famille 3 (ombrières de parking de 0,5 à 10 MWc) :**



**Figure 41 - Courbe d'offre des ombrières de parking**

Concernant la puissance candidate, la période 1 présente une puissance candidate plus importante que les autres périodes, mais la différence est moins marquée que sur les deux premières familles. On observe également une diminution globale de la puissance candidate : les périodes présentant la puissance candidate la plus élevée sont la période 1, puis la période 2, puis la période 3. Les périodes 5 et 7 comportent une puissance candidate conforme inférieure à la puissance appelée.

Les tarifs proposés ont connu une baisse prononcée sur les trois premières périodes. L'évolution est moins nette sur les quatre dernières périodes. Comme pour les deux premières familles, la période 4 présente les tarifs proposés les moins élevés.



**Figure 42 - Tarifs frontières comparés avec les tarifs moyens, solaire au sol**

La figure ci-dessus permet de mettre en évidence les différences de tarifs entre les trois familles solaires au sol. La famille 3 (ombrière de parking de 0,5 à 10 MWc) présente ainsi des tarifs bien plus importants que les deux premières familles (environ 40% de plus que la famille 2 et 60% de plus que la famille 1).

Pour les trois familles, les tarifs frontières baissent sur les quatre premières périodes puis augmentent sur les périodes 5 et 6 et baissent légèrement sur la période 7. La baisse sur les périodes 1 à 4 est plus prononcée sur la première période.

Le tarif moyen des lauréats suit globalement la même dynamique que le tarif frontière. Une particularité apparaît néanmoins à la période 1 pour la famille 1: le tarif moyen des lauréats est supérieur au tarif frontière. Ceci est explicable par la présence de critères extra-financiers dans la notation et le classement

des lauréats. En effet, outre le prix d'achat, d'autres critères (notation environnementale, autorisation d'urbanisme et de défrichement) ont eu un impact important et ont conduit à ne pas sélectionner que les projets au tarif de référence les moins élevés.

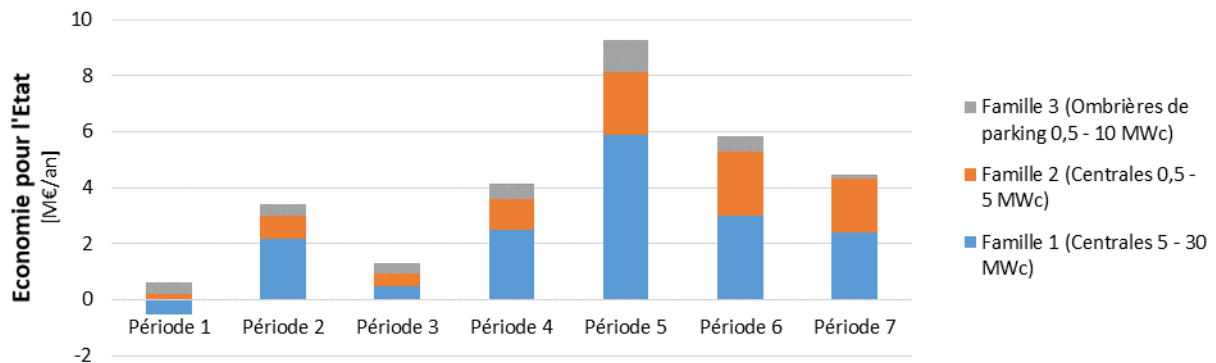


Figure 43 - Economies pour l'Etat comparé à un guichet ouvert fixé au tarif frontière, solaire au sol

Les économies présentées ici sont calculées par rapport à un guichet ouvert au tarif frontière. Pour cet appel d'offres, l'économie est d'environ **29 M€/an** pour les sept périodes étudiées. Cette estimation repose sur l'hypothèse que les candidats se comportent de la même façon face aux enchères et face à un guichet ouvert, en proposant un tarif non surévalué. Le tarif du guichet considéré est donc égal au tarif frontière des enchères, c'est-à-dire le tarif du dernier lauréat. Néanmoins, les candidats ayant intérêt à surévaluer le montant de leur offre dans un mécanisme de type *pay as bid*, l'estimation réalisée ici surévalue le gain réel de l'appel d'offres sur un hypothétique guichet ouvert.

L'économie la plus importante est réalisée sur la période 5. Ceci s'explique par la différence importante entre le tarif moyen des lauréats et le tarif frontière pour un appel d'offres théorique basé sur le seul critère financier. Cette différence est visible pour la famille 1 sur la Figure 38 - Courbes d'offre des installations au sol entre 5 et 30 MW (zoom). A l'inverse, la période 3 présente une faible dispersion des tarifs autour du tarif frontière, ce qui explique la faible différence entre le tarif moyen des lauréats et le tarif frontière théorique, et donc la faible économie pour l'Etat du mécanisme d'enchère par rapport à un mécanisme de guichet ouvert.

L'économie réalisée sur la famille 3 est relativement faible par rapport aux deux autres familles, malgré une différence prononcée entre les tarifs moyens des lauréats et les tarifs frontières théoriques. Ceci s'explique par les faibles puissances attribuées (476 MW contre 1314 MW attribués pour la famille 2 et 2848 MW pour la famille 1).

## Solaire sur bâtiment

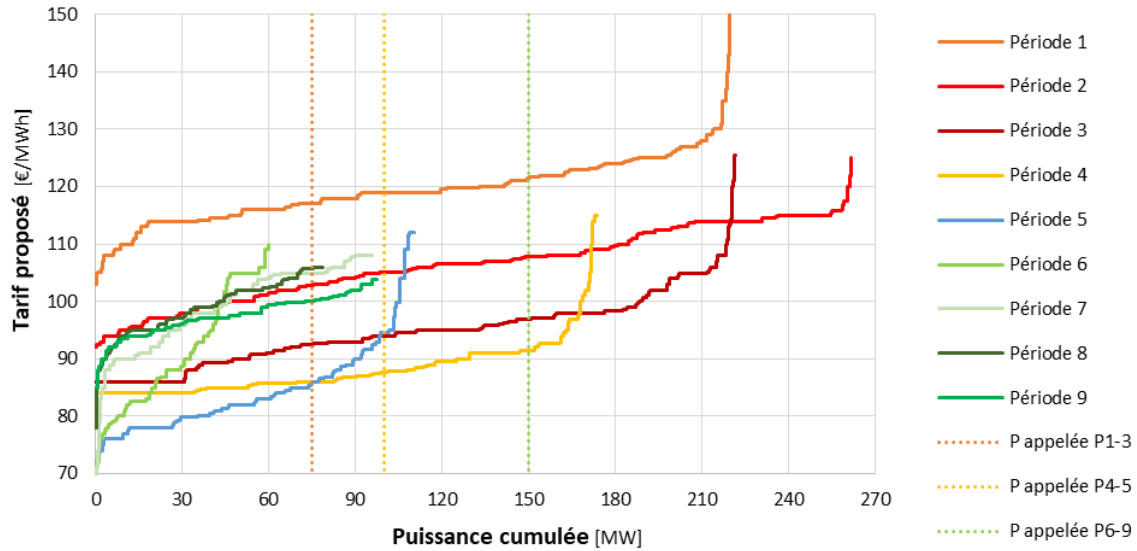


Figure 44 - Courbes d'offre des installations sur bâtiments entre 0,1 et 0,5 MW

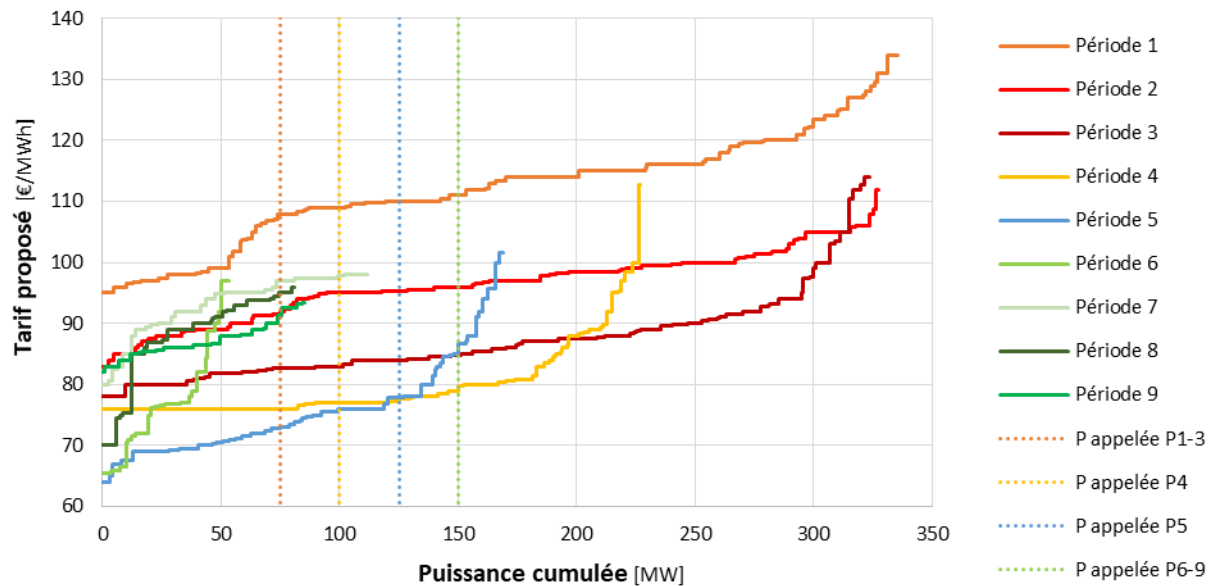


Figure 45 - Courbes d'offre des installations sur bâtiments entre 0,5 et 8 MW

Les dynamiques observables au fil de périodes sont les mêmes pour les deux familles de l'appel d'offres solaire sur bâtiments.

Les **tarifs proposés** connaissent une baisse marquée sur les cinq premières périodes. Sur les périodes 3 et 4, les courbes d'offre sont écrasées contre le prix minimal admissible pour les installations. En effet, beaucoup d'installations proposent ce prix, ce qui se traduit par un segment horizontal au début des courbes d'offre des périodes 3 et 4. Les périodes 6 à 9 voient une hausse du tarif pouvant être imputée en moyenne aux faibles puissances offertes

Les **puissances offertes** connaissent également une baisse importante, à partir de la quatrième période. A partir de la 6<sup>e</sup> période, la puissance offerte devient inférieure à la puissance appelée. L'intégralité de la puissance appelée n'est donc pas attribuée.



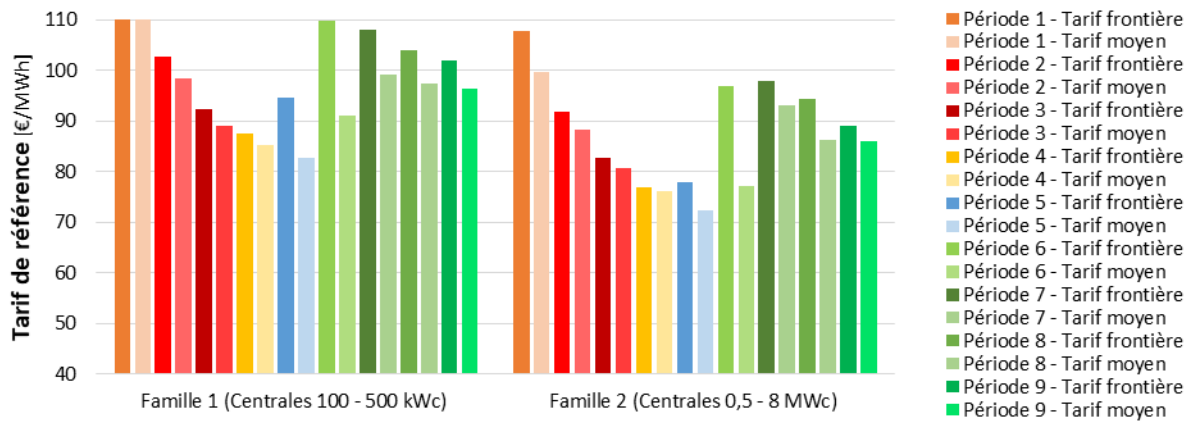


Figure 46 - Tarifs frontières comparés avec les tarifs moyens, solaire sur bâtiment

Sur la période 6, le tarif frontière théorique apparaît nettement plus élevé que le tarif moyen des lauréats. Cette différence importante est visible sur les courbes d'offre ci-dessus. Le tarif proposé par les derniers candidats étant bien plus élevé que les tarifs proposés par les autres candidats, l'extrémité droite de la courbe d'offre est très pentue. Ceci explique le tarif frontière très élevé devant le tarif moyen.

Un mécanisme a par la suite été mis en place pour pallier la hausse des prix liée à la sous-souscription. En effet, à partir de la 8<sup>e</sup> période, si la puissance appelée n'est pas atteinte, les 20% des candidats conformes qui ont proposé le tarif le plus élevé sont éliminés. Ce mécanisme permet donc de ne pas attribuer de puissance aux candidats situés dans la fin de la courbe d'offre, qui pourraient profiter de l'effet d'aubaine du manque de candidats pour proposer des tarifs plus élevés.

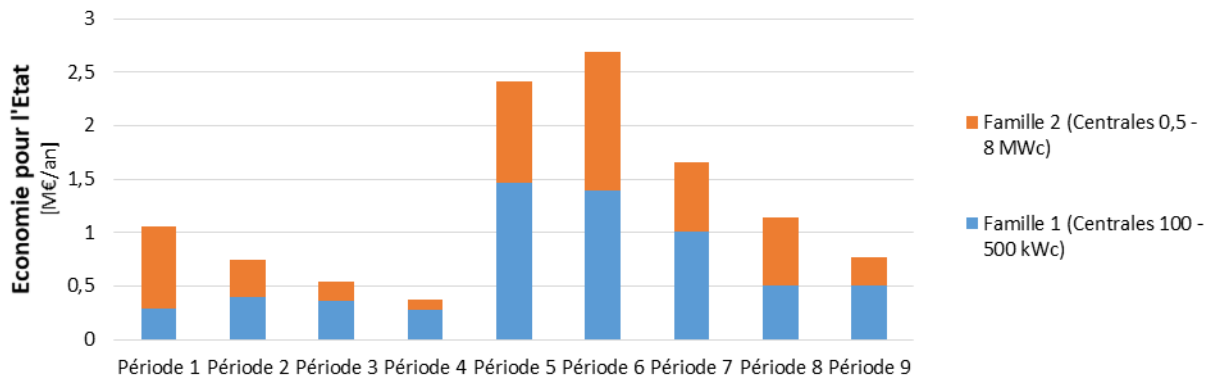


Figure 47 - Economies pour l'État comparé à un guichet ouvert fixé au tarif frontière, solaire sur bâtiment

Pour cet appel d'offres, l'économie est d'environ **11 M€/an**, pour les neuf périodes étudiées. La faible dispersion pour les périodes 3 et 4 est bien visible ici, puisque la différence entre le prix moyen et le prix frontière est faible dans ces périodes. La différence avec la cinquième période s'explique par une diminution du tarif minimum, et donc une dispersion des prix plus importante.

Bien que la différence entre le tarif moyen des lauréats et le tarif frontière théorique soit plus marquée sur la période 6 que sur la période 5 (19,3 €/MWh pour la période 6 en moyenne sur les deux familles contre 8,8 €/MWh pour la période 5), les économies pour l'Etat du système d'enchère par rapport à un guichet ouvert sont du même ordre de grandeur. Ceci s'explique par des puissances attribuées plus importantes sur la période 5, à cause du problème de sous-souscription en période 6 (231 MW attribués à la période 5 contre 112 MW à la période 6).

## Mix éolien solaire

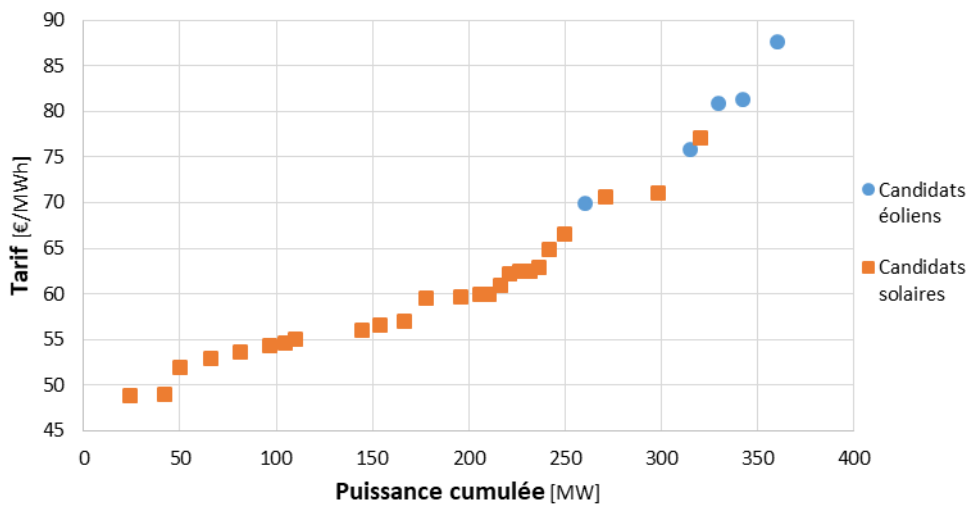


Figure 48 - Courbes d'offre de l'appel d'offres mixte éolien et solaire

Les projets solaires sont majoritaires pour cet appel d'offres, dont le seul critère de sélection était le prix. Le tarif moyen est de 54,94 €/MWh et le tarif frontière est de 60 €/MWh, ce qui amène une économie de 1,2 M€/an en comparaison d'un guichet ouvert à 60 €/MWh.

## Eolien

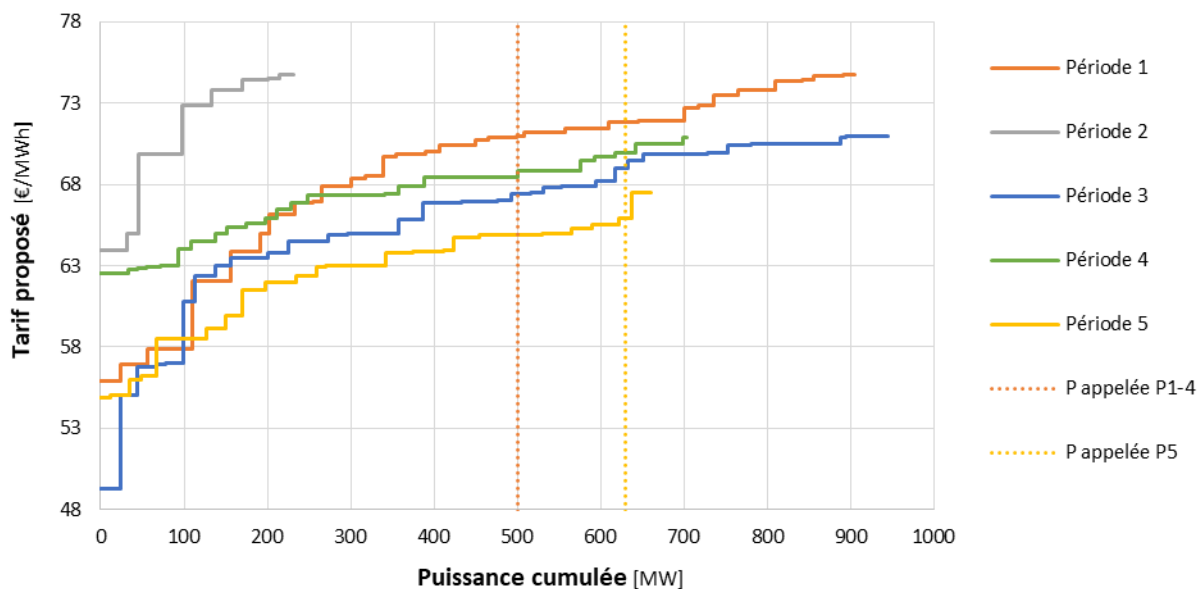


Figure 49 - Courbes d'offres des candidats éoliens

La puissance candidate à la période 2 est très inférieure aux autres périodes, ainsi qu'à la puissance appelée, conséquence des décisions du Conseil d'État relatives à l'autorité environnementale, qui ont bloqué l'autorisation de parcs éoliens. La puissance non attribuée à la période 2 a été reportée sur les périodes 5 et 6, ce qui explique que la puissance appelée soit plus importante en période 5. La période 5 présente une puissance candidate seulement légèrement plus élevée que la puissance appelée, mais suffisante à attribuer l'intégralité de la puissance appelée.

Sur l'ensemble des périodes (hormis la période 2), la tendance des prix est à la baisse, même si la période 4 présente des prix plus élevés que la période 3. La période 4 présente une très faible dispersion des tarifs proposés, due à l'absence de tarifs proposés bas. A l'inverse, la période 3 comporte un projet au tarif faible, induisant une dispersion des prix plus importante. Cette différence est visible sur la figure ci-dessous, une faible dispersion des prix autour du tarif frontière induisant une faible différence entre le tarif frontière et le tarif moyen des lauréats. On observe en effet que la différence entre le tarif frontière et le tarif moyen des lauréats est plus faible pour la période 4 que pour les autres périodes.

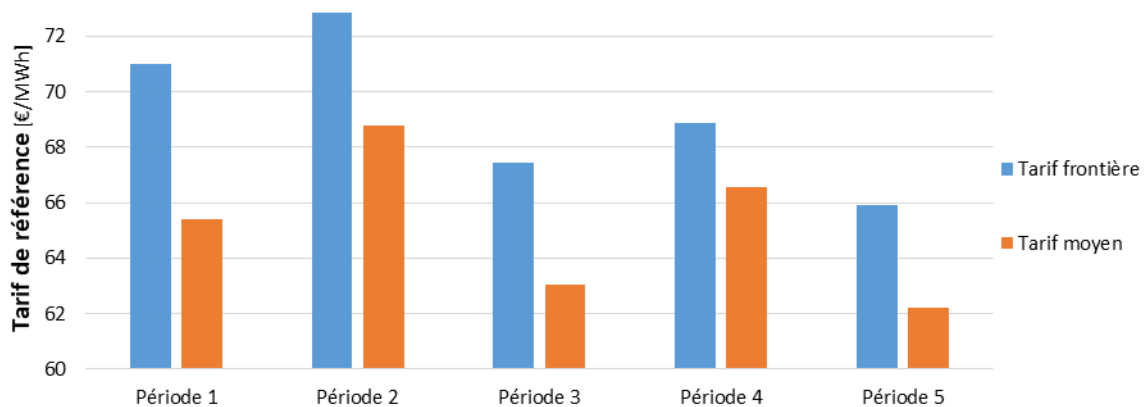


Figure 50 - Tarifs frontières comparés avec les tarifs moyens, éolien

L'économie réalisée par l'Etat en comparaison à un guichet ouvert fixé au tarif frontière est environ de **16 M€/an**. Cette économie est plus faible en période 2 en raison de la faible puissance attribuée, et en période 4 en raison de la plus faible dispersion des tarifs proposés autour du tarif frontière.

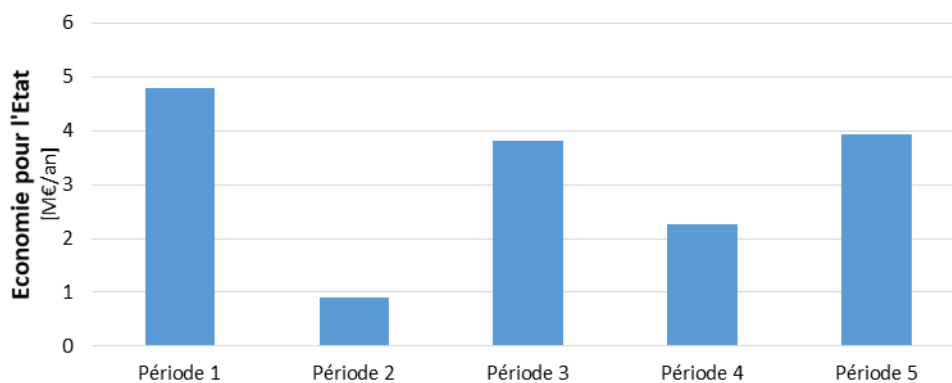


Figure 51 - Economies pour l'Etat comparé à un guichet ouvert fixé au tarif frontière, éolien

## Biomasse

La méthode de choix distingue les installations de moins de 3 MW pour lesquelles 10 MW sont réservées, ce qui fausse l'approche du tarif frontière. C'est visible notamment en période 1, où la courbe d'offre des petites installations est largement au-dessus de celle des grandes installations, ce qui oblige à choisir un tarif élevé pour les 10 MW réservés. Ce tarif élevé doit tout de même être relativisé par la petite puissance concernée au regard de la puissance des grandes installations (40 MW).

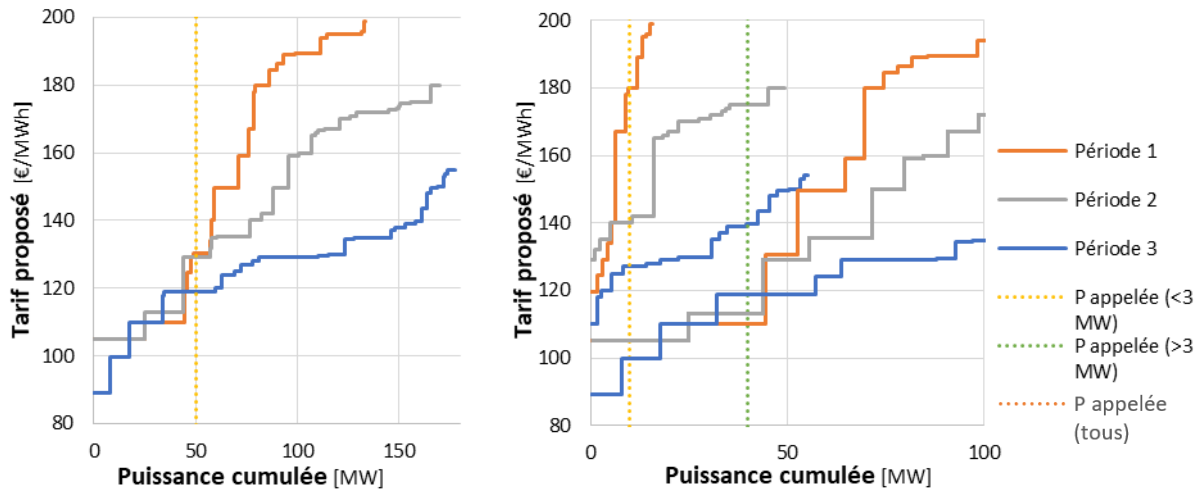


Figure 52 - Courbes d'offre des candidats bois-énergie, tous (à gauche) et avec la séparation pour les projets en-dessous et au-dessus de 3MW (à droite)

Sur les installations de petite puissance (< 3 MW), on observe une diminution importante des tarifs au fil des périodes. Cette évolution est également visible sur les installations de puissance plus importante (> 3 MW), n'impacte pas le tarif frontière.

Les courbes d'offres pour la méthanisation ont des formes simples, seuls quatre candidats étant admissibles sur l'ensemble des périodes. Le candidat lauréat en période 1 qui s'est désisté puis représenté avec succès en période 2 n'est ici représenté que sur la courbe d'offres de la période 2.

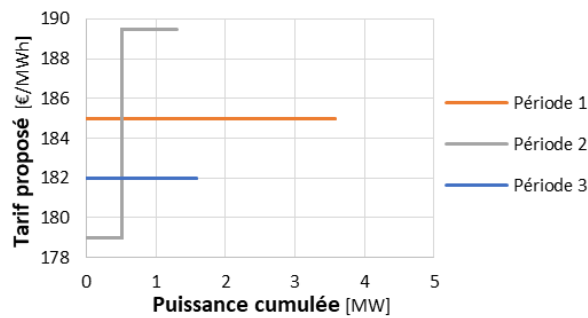


Figure 53 - Courbes d'offre des candidats méthanisation

Afin de respecter le choix fait, les tarifs frontières des installations de moins de 3 MW et de plus de 3 MW ont été distingués pour la famille bois-énergie. Ainsi, la comparaison de cet appel d'offres se fait avec deux guichets ouverts : un sur les installations de moins de 3 MW et un sur les installations de plus de 3 MW, avec des puissances correspondant aux puissances lauréates.

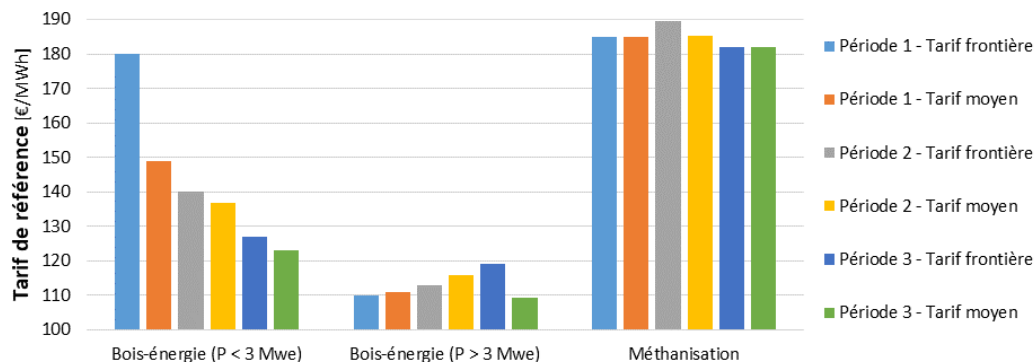


Figure 54 - Tarifs frontières comparés avec les tarifs moyens, biomasse

Les installations bois-énergie de petite puissance connaissent une baisse des tarifs significative. La figure ci-dessus laisse entrevoir une légère hausse des tarifs au fil des périodes pour les installations de puissance supérieure à 3 MW. Le tarif frontière reste assez stable.

Pour les installations bois-énergie de plus de 3 MW, le tarif moyen des lauréats est supérieur au tarif frontière théorique sur une notation basée uniquement sur le prix. Ceci est explicable par la présence de critères extra-financiers dans la notation (cf. section suivante). Pour les installations de méthanisation des périodes 1 et 3, les tarifs sont rigoureusement égaux, car ces appels d'offres ne comportent chacun qu'un projet candidat éligible.

Les tarifs des installations de méthanisation sont bien supérieurs aux tarifs des installations bois-énergie. Notons d'ailleurs que ces tarifs sont également bien supérieurs aux tarifs d'anciens guichets (voir 4.1).

L'économie réalisée par l'Etat en comparaison à un guichet ouvert fixé au tarif frontière est environ de **7,2 M€/an**. Les économies faites par rapport à un guichet ouvert au tarif frontière sont importantes pour le bois-énergie, car les offres sont assez réparties en tarif. Pour la méthanisation, l'économie est nulle pour les périodes 1 et 3 en raison d'un candidat éligible unique sur chacune de ces deux périodes.

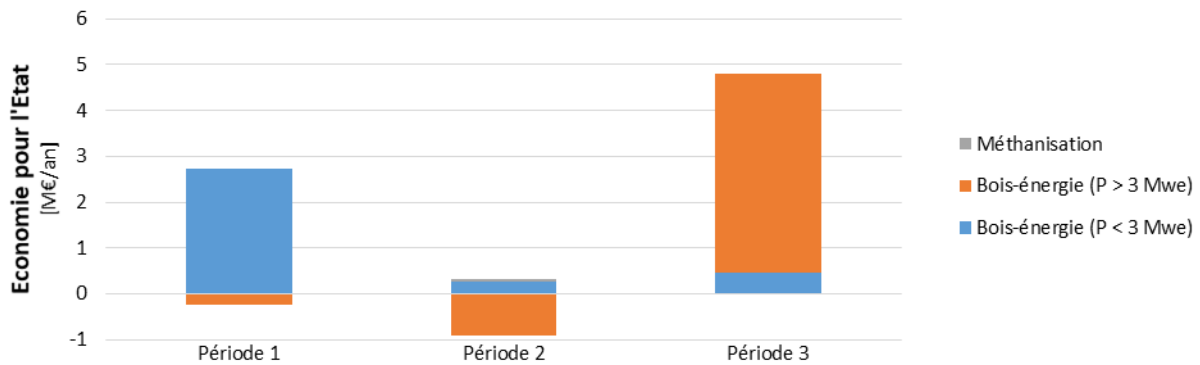


Figure 55 - Economies pour l'Etat comparé à un guichet ouvert fixé au tarif frontière, biomasse

## Hydroélectricité

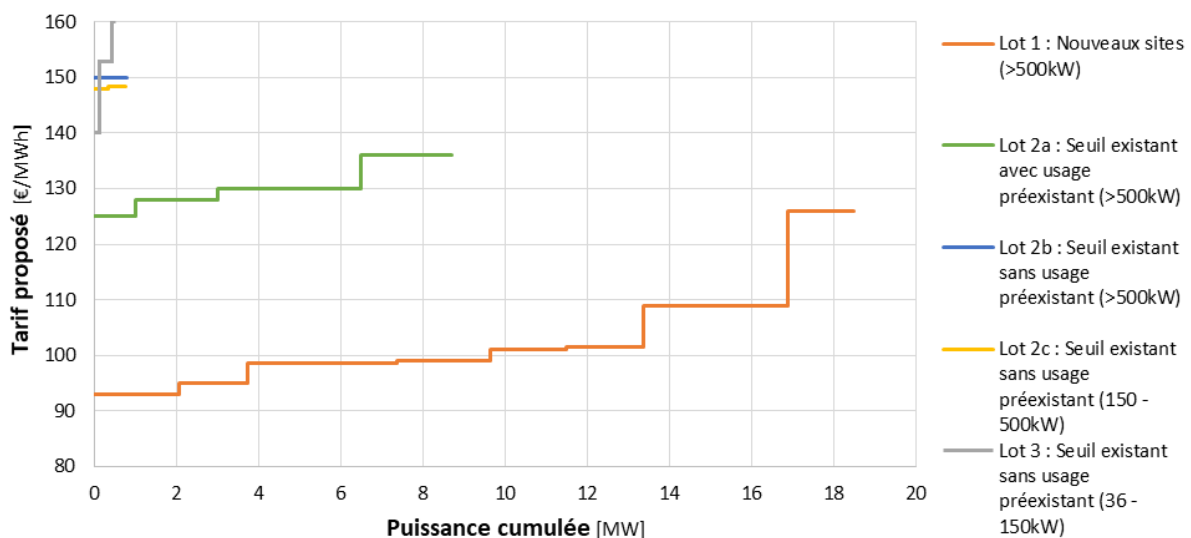


Figure 56 - Courbes d'offres des candidats hydroélectricité

Sur l'ensemble des lots, la puissance appelée n'est jamais atteinte. Tous les candidats éligibles ont été désignés lauréats. Le prix frontière est donc systématiquement le prix le plus élevé de la courbe d'offre.

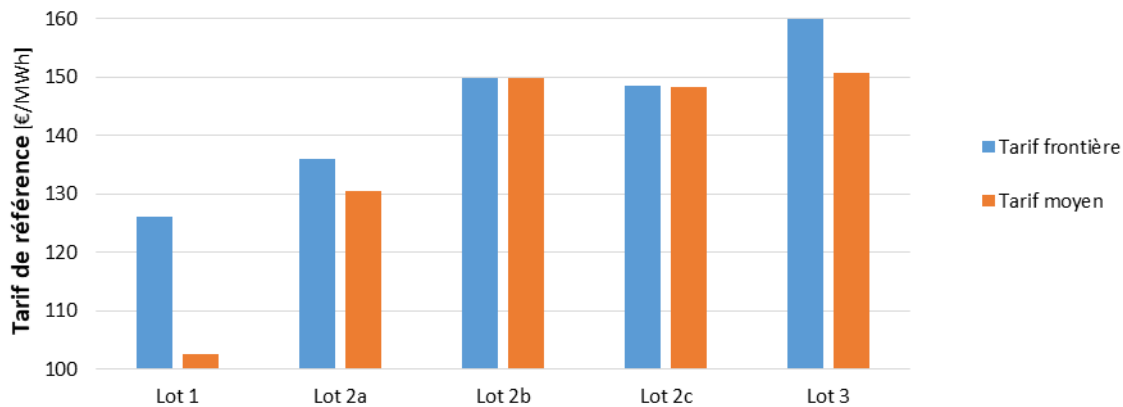


Figure 57 - Tarifs frontières comparés avec les tarifs moyens, hydroélectricité

L'économie par rapport à un guichet ouvert (1,59 M€/an) est la plus importante pour le lot 1 (1,42 M€/an), où la compétition a été la plus efficace (ce qui se voit surtout dans la différence de tarif moyen – tarif frontière), sans être satisfaisante puisque la puissance des projets éligibles était inférieure à la puissance offerte. Pour les autres lots, les puissances sont trop faibles (pour les lots 2b, 2c et 3) ou la courbe d'offre est trop plate (lot 2a) pour que les économies soient importantes.

## 2.2.2 Résultats avec le prix comme seul critère de sélection

Si les appels d'offres ne s'étaient basés que sur le prix, le coût pour l'Etat aurait baissé, au détriment de l'environnement, souvent valorisé dans les autres critères. Cela dit, les disparités propres à chaque régime doivent être étudiées. Voici le descriptif pour chaque appel d'offres.

### Général

	Solaire au sol		Solaire sur bâtiment		Appel d'offres mixte		Eolien		Biomasse		Hydro-électricité	
	Nb <sup>1</sup>	Pce <sup>2</sup>	Nb <sup>1</sup>	Pce <sup>2</sup>	Nb <sup>1</sup>	Pce <sup>2</sup>	Nb <sup>1</sup>	Pce <sup>2</sup>	Nb <sup>1</sup>	Pce <sup>2</sup>	Nb <sup>1</sup>	Pce <sup>2</sup>
<b>Projets lauréats réels</b>	649	4638	2937	1490	16	203	100	2371	39	214	20	29,2
<b>Projets entrants</b>	94	680	118	58,8	0	0,0	0	0,0	1	12	0	0,0
<b>Projets sortants</b>	81	658	115	64,2	0	0,0	0	0,0	2	17,2	0	0,0
<b>Variation de projet moyenne</b>	13%	14%	4%	4%	0%	0%	0%	0%	4%	7%	0%	0%
<b>Tarif moyen<sup>3</sup> des lauréats réels [€/MWh]</b>	62,7		89,0		54,9		64,5		118		114	
<b>Tarif moyen<sup>3</sup> des lauréats avec le prix comme seul critère</b>	62,0		88,9		54,9		64,5		117		114	
<b>Variation du tarif moyen (%)</b>	-1,1%		0,0%		0,0%		0,0%		-0,6%		0,0%	

<sup>1</sup> Nb : nombre de projets.

<sup>2</sup> Pce : puissance cumulée des projets [MW].

<sup>3</sup> Le tarif moyen calculé est le tarif moyen pondéré par la puissance des projets.

## Solaire au sol

	Famille 1 (5 - 30 MWc)		Famille 2 (0,5 - 5 MWc)		Famille 3 (Ombrières 0,5 - 10 MWc)	
	Nombre	Puissance	Nombre	Puissance	Nombre	Puissance
<b>Critères supprimés</b>	- Critère carbone - Note environnementale - Note de défrichement et d'autorisation d'urbanisme (Période 1)		- Critère carbone - Note environnementale - Note de défrichement et d'autorisation d'urbanisme (Période 1)		- Critère carbone	
<b>Projets lauréats réels</b>	188	2848	329	1314	132	476
<b>Projets entrants</b>	37	484	45	163	12	34
<b>Projets sortants</b>	32	460	43	163	6	35
<b>Variation de projet moyenne</b>	18%	17%	13%	12%	7%	7%

Suivant les familles, l'impact sur le prix des critères supprimés change. Pour la famille 3, le seul autre critère présent en plus du prix étant le critère carbone, l'analyse est la même qu'en 8.1. Pour les deux premières familles en revanche, la note environnementale (et les notes de non-défrichement et d'autorisation d'urbanisme pour la première période) peut faire varier de 9 points la note finale (17 points pour la première période), soit l'équivalent d'une différence d'environ 7 €/MWh (13 €/MWh pour 17 points).

Les critères extra-financiers ont un impact significatif sur le classement des offres. En effet, leur suppression engendre un changement de 7% à 17% des projets lauréats en fonction des familles. Autrement dit, si l'appel d'offres avait été basé uniquement sur le prix, 17% (en puissance) des projets lauréats réels de la famille 1 n'auraient pas été lauréats et auraient été remplacé par d'autres projets.

La partie 8.1. étudie l'impact du seul critère carbone. Si la notation des offres n'avait pas pris en compte de critère carbone, mais conservé les autres critères extra-financiers (note environnementale et note de défrichement et d'autorisation d'urbanisme), la variation de projet moyenne n'aurait été que de 1,9% en puissance pour la famille 1 et 3,6% en puissance pour la famille 2. La note environnementale et la note de non-défrichement ont donc un impact bien plus important sur le classement des offres que la note carbone. Ceci est explicable par le caractère binaire des notations environnementale et de non-défrichement : à la différence des notes sur le tarif et le critère carbone, les projets se voient attribuer pour les notes environnementales et de non-défrichement soit tous les points ou aucun.

L'écart type de la notation carbone est donc bien plus faible que l'écart-type de la notation environnementale, malgré son coefficient plus faible dans la notation totale. Le tableau ci-dessous présente les écart-types des différentes notations. Plus l'écart-type est important, plus le critère est discriminant dans le classement des offres.

Tableau 1 – Ecart-type des différentes composantes de la notation

	Famille 1 (5 - 30 MWc)	Famille 2 (0,5 - 5 MWc)	Famille 3 (Ombrières de parking 0,5 - 10 MWc)
Ecart-type de la note sur le prix	11,5	12,9	10,0
Ecart-type de la note environnementale	4,5	4,2	<i>n.c.</i>
Écart-type de la note non-défrichement	1,8	0,9	<i>n.c.</i>
Ecart-type de la note carbone	2,1	2,3	2,5

**Tableau 2 – Pondération des critères pour la notation des projets solaires au sol**

Critère	Familles 1 et 2 (période 1)	Familles 1 et 2 (périodes 2 à 8)	Famille 3
Prix (NP)	65	70	70
Impact carbone (NC)	18	21	30
Pertinence environnementale (NE)	9	9	-
Non-défrichement (ND)	4	-	-
Détention de l'Autorisation d'Urbanisme (NA)	4	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

**Coût des critères extra-financiers de la notation :**

	Famille 1 (5 - 30 MWc)	Famille 2 (0,5 - 5 MWc)	Famille 3 (Ombrières 0,5 - 10 MWc)
Tarif moyen des lauréats réels (€/MWh)	56,82	65,26	91,1
Tarif moyen des lauréats avec le prix comme seul critère (€/MWh)	56,11	64,62	90,9
<b>Variation du tarif moyen</b>	-1,3%	-1,0%	-0,3%
<b>Estimation du surcoût pour l'Etat (M€/an)</b>	2,3	1,0	0,13

Classer les offres uniquement sur le critère du prix permet de réduire de 0,3% à 1,3% le tarif moyen pondéré des lauréats selon les familles. L'économie associée pour l'Etat serait de 3,5 M€/an, soit 3% du coût total estimé des appels d'offres solaires au sol pour l'Etat.

Pour les mêmes raisons que l'impact sur le classement des offres, ce surcoût est en grande partie imputable aux critères environnementaux et de non-défrichement. Le critère carbone n'a qu'un impact modéré sur le coût du dispositif pour l'Etat.

**Bénéfices apportés par les critères extra-financiers de la notation :**

	Famille 1 (5 - 30 MWc)		Famille 2 (0,5 - 5 MWc)		Famille 3 (Ombrières 0,5 - 10 MWc)
Contenu carbone moyen des modules des projets lauréats réels (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWc)	390		385		362,8
Contenu carbone moyen des modules des projets lauréats avec le prix comme seul critère (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWc)	393		390		366,6
<b>Variation de contenu carbone</b>	0,8%		1,2%		1,0%
<b>Estimation des émissions évitées sur la fabrication des modules (kt CO<sub>2</sub>)</b>	8,6		6,3		1,8
	<i>Nombre</i>	<i>Puissance [MW]</i>	<i>Nombre</i>	<i>Puissance [MW]</i>	
Projets lauréats réels avec notation environnementale	115	1732	248	989	<i>Non applicable</i>
Projets lauréats avec le prix comme seul critère avec notation environnementale	85	1290	209	845	<i>Non applicable</i>
<b>Variation de projets avec notation environnementale</b>	26%	26%	16%	15%	<i>Non applicable</i>



## Solaire sur bâtiment

	Famille 1 (100 – 500 kWc)		Famille 2 (0,5 - 8 MWc)	
	Nombre	Puissance [MW]	Nombre	Puissance [MW]
<b>Critère supprimé</b>	Critère carbone		Critère carbone	
<b>Projets lauréats réels</b>	2616	731	321	759
<b>Projets entrants</b>	102	28	16	31
<b>Projets sortants</b>	102	28	13	36
<b>Variation de projet moyenne</b>	4%	4%	5%	4%

Pour le dispositif de soutien à l'énergie solaire sur bâtiment, le seul autre critère étant le critère carbone, ne regarder que le prix revient à enlever ce critère. L'impact sur le classement des candidats est donc moins important que pour l'appel d'offres solaire au sol, pour lequel les critères impactant étaient la notation environnementale et la note de non-défrichement.

### Coût du critère extra-financier de la notation :

	Famille 1 (100 – 500 kWc)	Famille 2 (0,5 - 8 MWc)
<b>Tarif moyen des lauréats réels (€/MWh)</b>	94,19	83,91
<b>Tarif moyen des lauréats avec le prix comme seul critère (€/MWh)</b>	94,15	83,85
<b>Variation du tarif moyen</b>	-0,04%	-0,07%
<b>Estimation du surcoût pour l'Etat (k€/an)</b>	33,9	52,9

Malgré un impact non-négligeable sur le classement des offres, l'impact du critère carbone sur le tarif moyen des lauréats est minime pour les projets solaires sur bâtiments. Cela est dû au fait que les prix des projets lauréats sont très rapprochés, ce qui fait que les projets lauréats à la frontière (proches du dernier projet) peuvent aisément être déclassés pour être remplacés par des projets plus avantageux en coût, mais moins avantageux en carbone.

Le coût total du critère carbone (seul critère extra-financier considéré dans la notation des offres solaires sur bâtiments) est estimé à 86,8 k€/an, soit 0,1% du coût total pour l'Etat de l'appel d'offres solaire sur bâtiments.

### Bénéfices apportés par le critère extra-financiers de la notation :

	Famille 1 (100 – 500 kWc)	Famille 2 (0,5 - 8 MWc)
<b>Contenu carbone moyen des modules des projets lauréats réels (kg<sub>eq</sub> CO<sub>2</sub>/kWc)</b>	359	348
<b>Contenu carbone moyen des modules des projets lauréats avec le prix comme seul critère (kg<sub>eq</sub> CO<sub>2</sub>/kWc)</b>	362	351
<b>Variation de contenu carbone</b>	0,8%	0,9%
<b>Estimation des émissions évitées sur la fabrication des modules (kt CO<sub>2</sub>)</b>	2,02	2,32

Au global, la notation carbone permet d'éviter des émissions estimées à 4,34 kt CO<sub>2</sub> sur la fabrication des modules, et engendre un surcoût de 86,8 k€/an sur 20 ans. Les émissions ainsi évitées ont donc un coût moyen de **400€/tCO<sub>2</sub>** pour l'Etat (calcul réalisé sans prendre en compte de taux d'actualisation). A titre de comparaison, le coût pour l'Etat des émissions évitées par le critère carbone sur l'appel d'offres solaire au sol est estimé à **167€/tCO<sub>2</sub>**.

La partie 8.1. étudie l'impact du seul critère carbone sur la notation pour l'appel d'offres solaire au sol. Il est ainsi possible de comparer l'impact de la notation carbone sur le classement pour l'appel d'offres solaire sur bâtiments et solaire au sol. Le critère carbone apparaît ainsi plus impactant pour la famille 3 de l'appel d'offres solaire au sol que pour l'appel d'offres solaire sur bâtiments (variation de projet moyenne de 7,2% de la puissance totale), mais moins impactant pour les familles 1 et 2 de l'appel d'offres solaire au sol (respectivement 0,2% et 2%) que pour l'appel d'offres solaire sur bâtiments.

## Mix éolien solaire

Aucun changement sur le résultat de cet appel d'offres, puisque le prix était déjà le seul critère de choix.

## Eolien

Aucun changement sur le résultat de cet appel d'offres, puisque le prix était déjà le seul critère de choix.

## Biomasse

Pour le bois-énergie, sans critères autres que le prix, un projet aurait été lauréat en période 2, au détriment d'un projet de 16 MW s'étant engagé à valoriser la chaleur fatale de ses fumées ou à respecter des niveaux d'émissions de poussières ou des niveaux d'émissions de NOx inférieurs à un seuil dépendant de leur puissance thermique.

**Pour le biogaz, du fait du manque du nombre relativement faible de projets déposés, le seul critère du prix n'aurait rien changé au classement (le seul candidat éliminé l'ayant été sur deux critères, sur proposition du préfet et de la CRE).**

	Bois-énergie		Biogaz	
	Nombre	Puissance	Nombre	Puissance
<b>Critères supprimés</b>	- Valorisation des fumées - Qualité de l'air		- Valorisation des fumées	
<b>Projets lauréats réels</b>	35	207	4	6
<b>Projets entrants</b>	1	12	0	0
<b>Projets sortants</b>	1	16	0	0
<b>Variation de projet moyenne</b>	3%	7%	0%	0%

Le tarif moyen des lauréats pondéré par la puissance baisse de 0,7% pour la famille bois-énergie en supprimant les critères extra-financiers.

## Hydroélectricité

Les capacités lauréates ont été strictement inférieures aux capacités appelées, plusieurs projets ayant été éliminés pour non-respect des dispositions du cahier des charges. Ainsi, si le prix avait été le seul critère (hors disqualifications), les lauréats à cet appel d'offres seraient restés les mêmes.

## 2.3 Les impacts ont-ils varié entre les différentes catégories d'appel d'offres ?

Les différentes catégories d'appel d'offres ont chacune leurs spécificités qui se déclinent selon les familles (différence importante entre le bois-énergie et la méthanisation par exemple) et les périodes (la période 2 de l'appel d'offres éolien par exemple). Ces différences sont mises en exergue dans chaque question de ce rapport quand il est pertinent de le faire.

Concernant les impacts directs, il est expliqué en 2.1 en quoi la subvention est nécessaire à la rentabilité des projets, et donc à l'augmentation de la production d'énergie renouvelable.

Dans le détail, des disparités existent :

- Au niveau du montant de l'aide (cf. 1.1).
- Au niveau de la participation de chaque appel d'offres (cf. 1.3). En particulier, il y a eu moins de candidats éligibles que de puissance ouverte pour l'hydroélectricité, la méthanisation, et l'éolien en deuxième période et les dernières périodes solaires sur bâtiments.

**L'annexe du présent rapport étudie ce qui se serait passé en cas d'appels d'offres technologiquement neutres, si les offres avaient été les mêmes que celles effectivement soumises.**

Si l'on mettait tous les projets à égalité, on obtiendrait la courbe d'offres suivante :

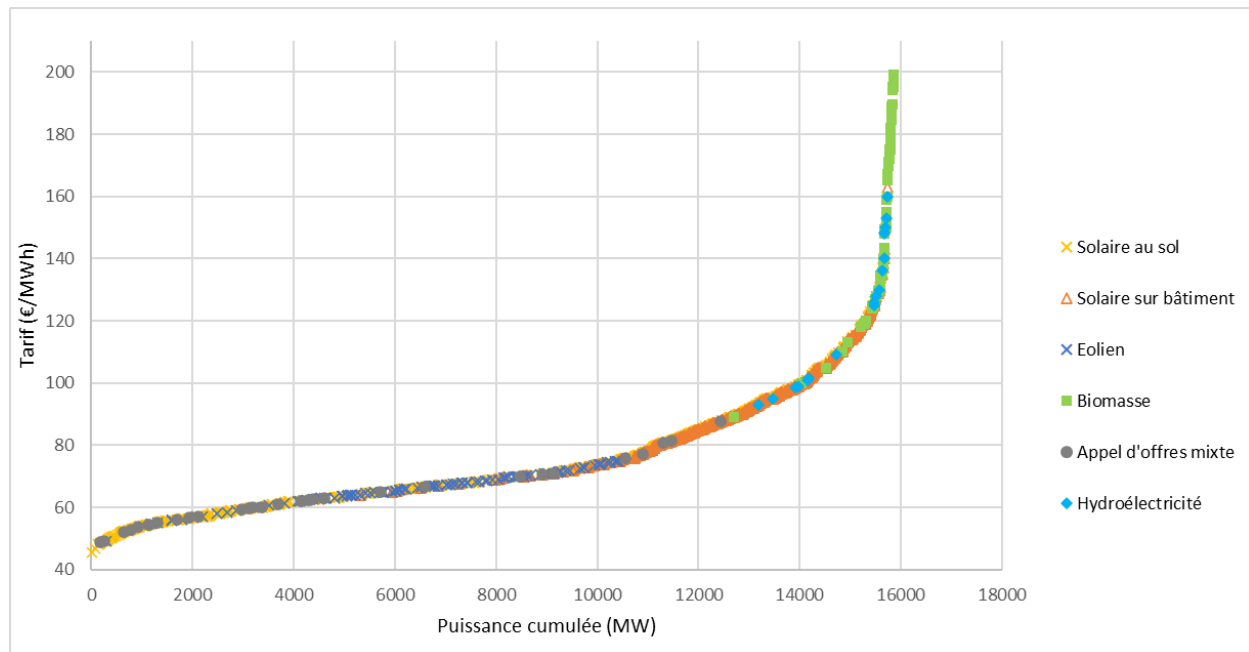


Figure 58 - Courbe d'offre de l'ensemble des projets candidats, périodes et familles mélangées

## 3 Impacts indirects

### 3.1 Impacts indirects positifs

#### 3.1.1 Quel a été l'impact du projet sur les niveaux et les coûts des émissions de CO<sub>2</sub> ?

L'impact des projets sur les émissions de CO<sub>2</sub> est évalué avec le logiciel Artelys Crystal Super Grid selon la méthodologie établie dans l'annexe 0. Pour chaque type de projet (le solaire regroupe les lauréats des appels d'offres solaire au sol, solaire sur bâtiment et mixte éolien solaire), une situation de référence correspondant à une reconstitution de l'année 2017 est comparée à une situation avec ces nouveaux projets.

Le moyen évité dans les pays voisins est le moyen marginal de la situation de référence, déterminé à partir du prix de l'électricité.

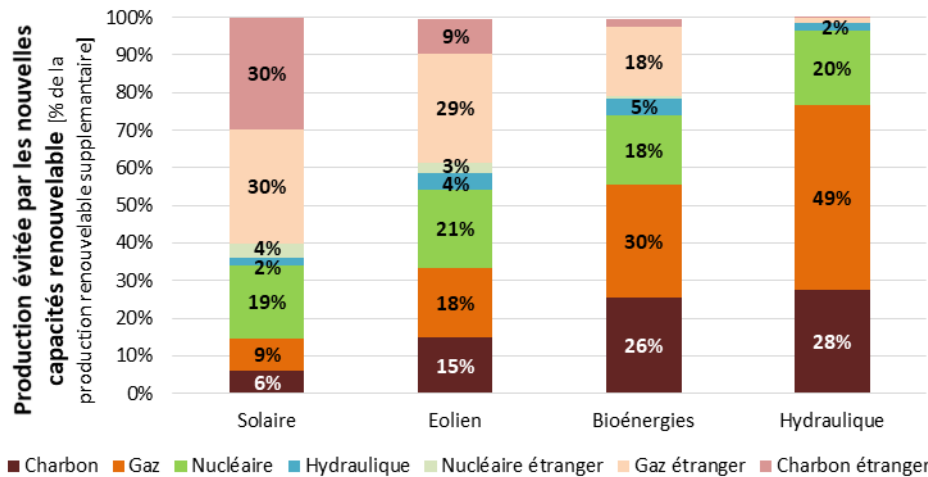


Figure 59 - Déplacement de production qu'induit chaque projet sur les autres filières de production

Les productions supplémentaires de chaque projet déplacent les productions des autres filières, en France ou à l'étranger via plus d'export. « Gaz étranger » signifie que la production supplémentaire induite par les projets renouvelables est exportée vers les pays voisins, dont le moyen marginal estimé est au gaz. La production électrique ainsi évitée est une production à partir de gaz, dans les pays frontaliers. Les émissions évitées sont ainsi calculées.

Au total, la production supplémentaire induite par l'ajout de projets solaires est plus exportée que les autres moyens. Près de la moitié de l'électricité exportée permet d'éviter une production à partir de charbon. En d'autres termes, 1 MWh produit à partir d'une centrale solaire permet en moyenne d'éviter 0,36 MWh de production à partir de charbon (0,06 MWh en France et 0,30 MWh à l'étranger) et 0,39 MWh de production à partir de gaz (0,09 MWh en France et 0,30 MWh à l'étranger).

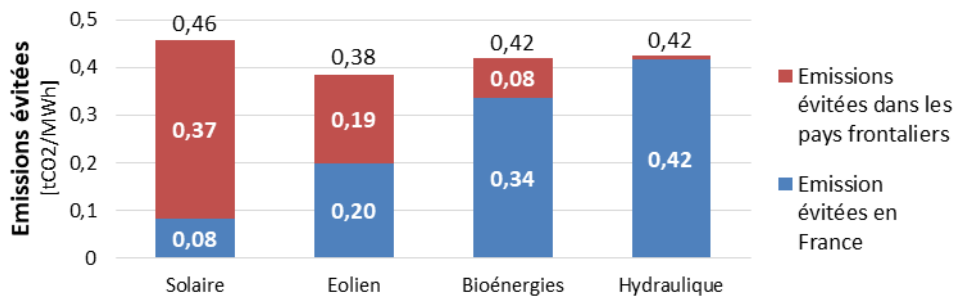


Figure 60 - Emissions de CO<sub>2</sub> évitées par MWh produit pour chaque projet renouvelable

La filière solaire permet d'éviter le plus d'émissions par MWh produit. Cela est dû à la substitution à la production à partir de charbon, principalement à l'étranger. L'éolien est la technologie qui substitue le moins de charbon, et donc logiquement la technologie au taux d'émissions évitées le plus faible.

Les chiffres présentés ici changent par rapport au précédent rapport (émissions moyennes évitées de 0,46 tCO<sub>2</sub>/MWh pour le solaire, contre 0,40 tCO<sub>2</sub>/MWh dans le précédent rapport, et 0,38 tCO<sub>2</sub>/MWh pour l'éolien, contre 0,43 dans le précédent rapport). Ceci est expliqué par un changement méthodologique de la détermination du moyen marginal à l'étranger. La nouvelle méthodologie est décrite en annexe.

En revanche, les filières étant rémunérées différemment, les aides de l'Etat par tonne de CO<sub>2</sub> évitée sont variables suivant les technologies comme le montre la Figure 61 (aides calculées à partir des coûts pour l'Etat en €/MWh représentés sur la Figure 2).

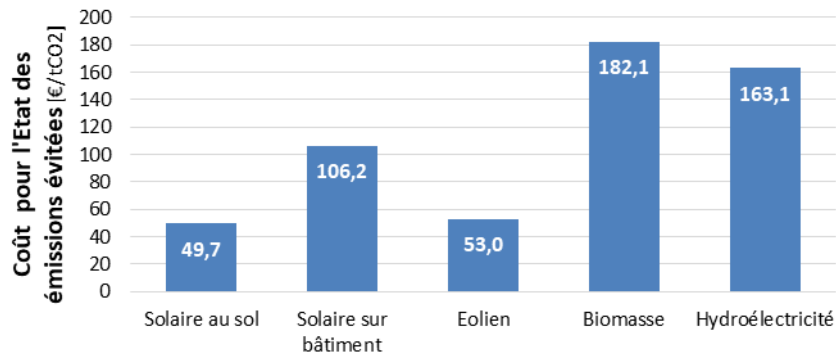


Figure 61 - Aide de l'Etat par tonne de CO<sub>2</sub> évitée

Le solaire au sol et l'éolien présentent les coûts pour l'Etat des émissions évitées les plus faibles.

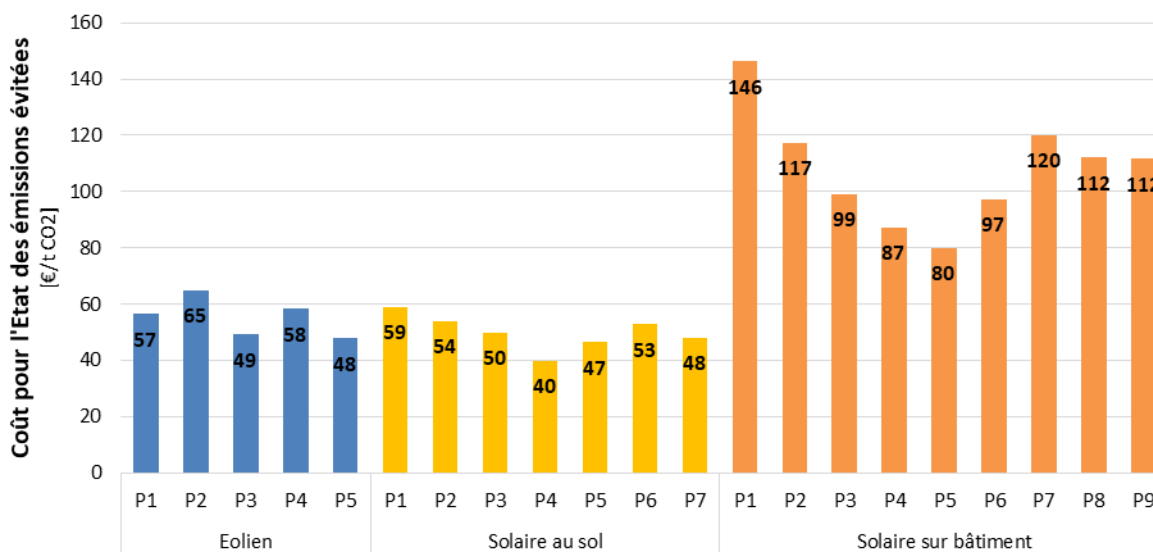


Figure 62 - Aide de l'État par tonne de CO<sub>2</sub> évitée, par période

La Figure 61 ne prend pas en compte la production de chaleur par la filière bois-énergie. Avec le même raisonnement que celui développé en 1.1, les aides d'Etat permettent en fait de produire environ 4,1 MWh thermique par MWh électrique. En supposant que la chaleur produite par la filière bois-énergie permette d'économiser 0,098 tCO<sub>2</sub>/MWh<sup>10</sup>, la valeur économisée pour les projets bois-énergie passe de 0,42 tCO<sub>2</sub>/MWh électrique à 0,82tCO<sub>2</sub>/MWh électrique, et le coût pour l'Etat (en incluant le biogaz qui ne représente que 4% de la puissance donc a une influence mineure sur ce résultat) passe de 179,2 €/tCO<sub>2</sub> à 92,0 €/tCO<sub>2</sub>.

Tous les résultats présentés ci-dessus ont été calculés avec les séries temporelles de demande, de production des énergies renouvelables intermittentes et des disponibilités restantes sur les interconnexions de l'année 2017. Ces résultats sont sensibles à l'année considérée. En effet, les émissions moyennes évitées par les renouvelables dépendent de la corrélation entre leur production et les différents moyens marginaux (principalement déterminés par la demande).

De plus, les taux d'émissions des différents moyens de production ne suivent pas le merit-order économique (charbon plus compétitif que gaz). Le moyen marginal n'est donc pas forcément le moyen de production le plus carboné en service. Par exemple, les émissions évitées peuvent être importantes en cas de demande relativement faible, où le moyen marginal est le charbon. Ce constat pourra changer en fonction de l'évolution des prix du carbone en Europe.

### 3.1.2 Comment le soutien aux énergies a-t-il évolué en termes de production et de consommation d'énergie ?

L'impact des projets est estimé avec le logiciel Artelys Crystal Super Grid, selon la méthodologie établie dans l'annexe 0.

La production des nouvelles installations lauréates remplace 5,1 TWh qui auraient été produits par d'autres technologies, et ajoute 8,1 TWh de production nette qui est donc exportée, toutes choses égales par ailleurs. Une comparaison entre la situation de référence et le contexte comportant tous les

<sup>10</sup> Emissions de CO<sub>2</sub> moyennes calculées à l'aide d'un benchmark de 655 réseaux de chaleur en France.

projets lauréats ajoutés (cf. 11.3) simultanément donne les variations de production annuelle par filière, présentées en Figure 63.

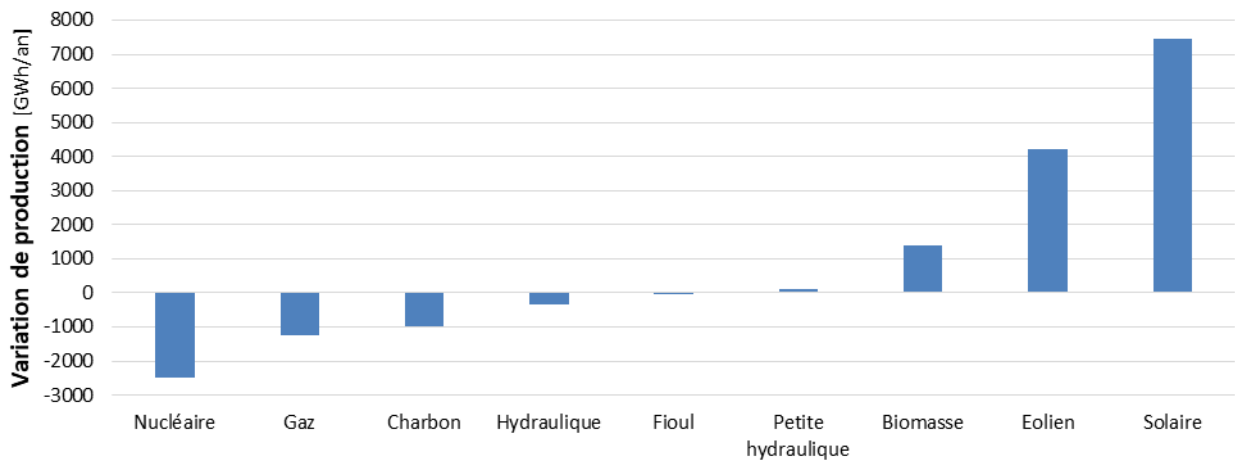


Figure 63 - Variation de production annuelle en GWh liée à l'ajout de projets lauréats

La production des filières thermiques françaises est impactée à la baisse. Les variations relatives de production annuelle sur ces filières sont présentées dans le tableau suivant :

	CCGT	Charbon	Nucléaire
Ecart relatif de production	-20,6%	-7,25%	-0,63%

La filière CCGT étant moins appelée que les filières nucléaire et charbon dans la situation de référence, les 1,2 TWh de production évités impactent plus fortement l'écart de production relatif lié à l'ajout de tous les projets lauréats.

En 2017, la part des différentes filières dans la consommation finale brute d'électricité est donnée par la Figure 64. L'énergie solaire gagne presque 1 point de pourcentage dans la part de la consommation finale en diminuant les parts des filières thermiques non renouvelables. La France étant exportatrice, la somme des pourcentages dépasse 100%. La filière gaz représentée ci-dessous inclut tous les types de centrales gaz, dont les cogénérations (pas seulement les CCGT).

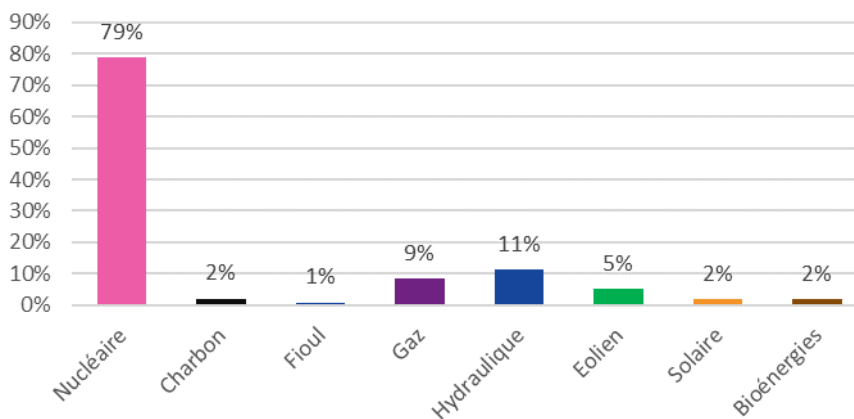


Figure 64 - Part des principales filières de production dans la consommation finale brute d'électricité

### 3.1.3 Combien d'emplois ont été créés dans le secteur des fournisseurs ?

Il est trop tôt pour parler d'emplois créés à ce stade par les régimes d'aide objets de la présente évaluation, puisque la plupart des installations sont en cours de développement, et l'ensemble des périodes ne sont pas closes.

Néanmoins, au vu des puissances lauréates, il est possible d'estimer le nombre d'emplois créés dans les années à venir. L'outil TETE<sup>11</sup>, développé par l'ADEME et Réseau Action-Climat France permet d'estimer les emplois créés par les projets de transition énergétique en France. Le cadre de l'outil TETE est donc plus large que la production d'électricité renouvelable. Il permet notamment également d'estimer les emplois créés par les projets d'efficacité énergétique (rénovation énergétique des bâtiments, changements d'équipements) et de transports. Tous les résultats présentés ci-dessous sont calculés à partir de cet outil. Ces résultats sont conditionnés par la réalisation effective de tous les projets désignés lauréats des appels d'offres passés.

Les projets sont regroupés en huit catégories de la façon suivante :

**Tableau 3 – capacités installées (MWe) par année et catégorie de l'outil TETE**

Catégorie de l'outil TETE	Appels d'offres et familles correspondantes	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Eolien terrestre	- AO éolien			508	133	1092	637
PV au sol	- AO solaire au sol, familles 1 et 2 - AO mixte éolien/solaire (tous les candidats étant des projets solaires)		1331	1640	794	601	
PV grandes toitures	- AO solaire au sol, famille 3 (ombrières de parking) - AO solaire sur bâtiment, famille 2 (0,5 – 8 MWc)	75	476	430	205	49	
PV petites toitures	- AO solaire sur bâtiment, famille 1 (100 – 500 kWc)	75	258	257	141		
Petite hydraulique	- AO hydraulique				29		
Chauffage au bois industrie tertiaire et réseaux de chaleur	- AO bioénergies, famille 1 (bois-énergie)		65	70		72	
Méthanisation agricole centralisée : cogénération	- AO bioénergies, famille 2 (biogaz) : installations de moins de 1 MWe			1,3			
Méthanisation agricole centralisée : cogénération	- AO bioénergies, famille 2 (biogaz) : installations de plus de 1 MWe		3,58			1,59	

L'année d'installation a été estimée du délai d'installation prévu pour chaque appel d'offres (cf. 1.7.2). Pour un projet éolien par exemple, le délai de réalisation est de 36 mois. La première période s'est déroulée en 2017. L'hypothèse prise est donc que l'installation des projets lauréats de la première période éolienne aura lieu en 2020. Les emplois créés par les projets des appels d'offres à venir ne sont pas comptabilisés ici.

Les résultats issus de TETE sont les suivants :

<sup>11</sup> Méthodologie adaptée de Ademe & Réseau Action-Climat France : outil « Transition écologique territoire emploi » (TETE), [www.territoires-emplois.org](http://www.territoires-emplois.org), version n°2.1.9



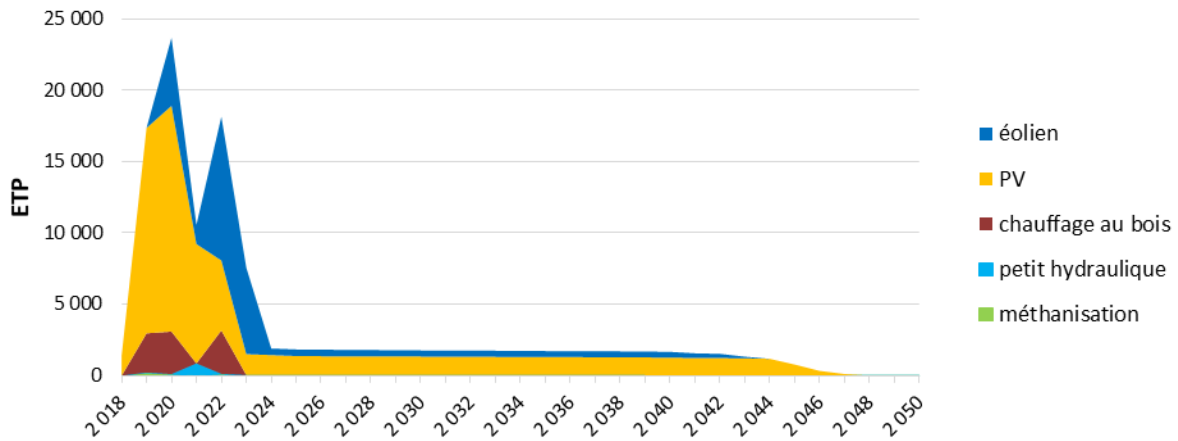


Figure 65 – Emplois créés par les projets lauréats des appels d’offres étudiés

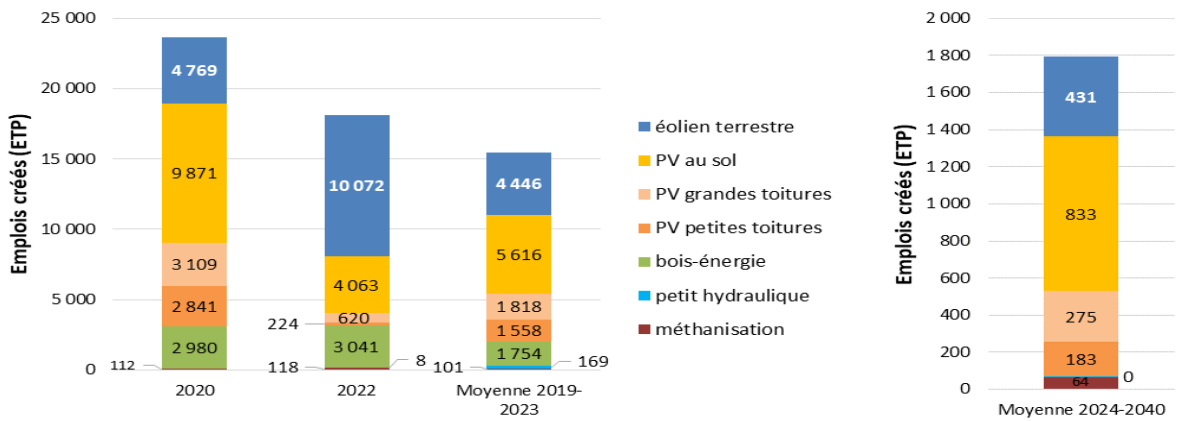


Figure 66 – Emplois créés sur la construction des installations (à gauche) et de maintenance des installations (à droite)

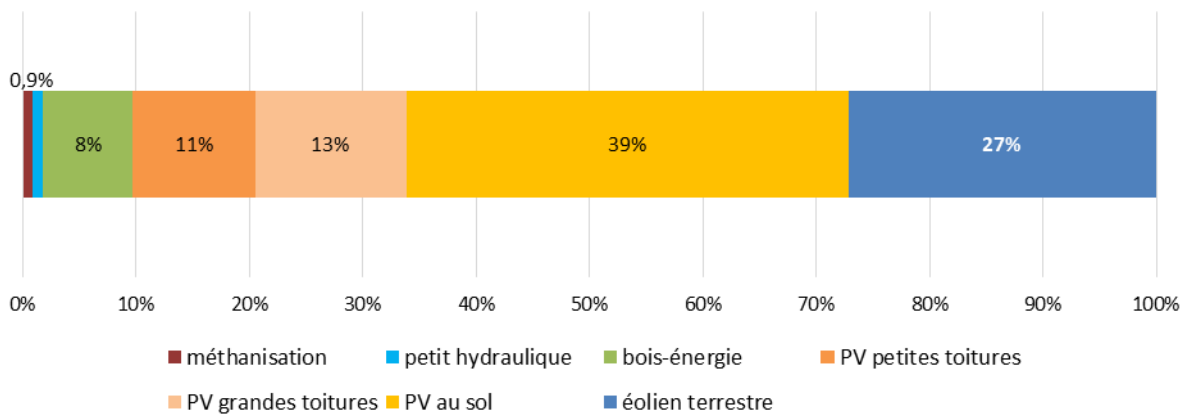


Figure 67 – Part d’emplois créés par chaque filière sur l’ensemble des années

Les projets lauréats des appels d’offres étudiés devraient générer en moyenne seize-mille emplois par an sur la période de construction des projets (2019-2023), puis autour de 2700 emplois par ans sur la période 2024-2040, pour la maintenance des installations.

Les deux années qui génèrent le plus d’emploi sont 2020 (principalement par le solaire au sol) et 2022 (principalement par l’éolien). Sur l’ensemble des années, la filière solaire est responsable de 63% des créations d’emplois et la filière éolienne de 27% des créations d’emplois.

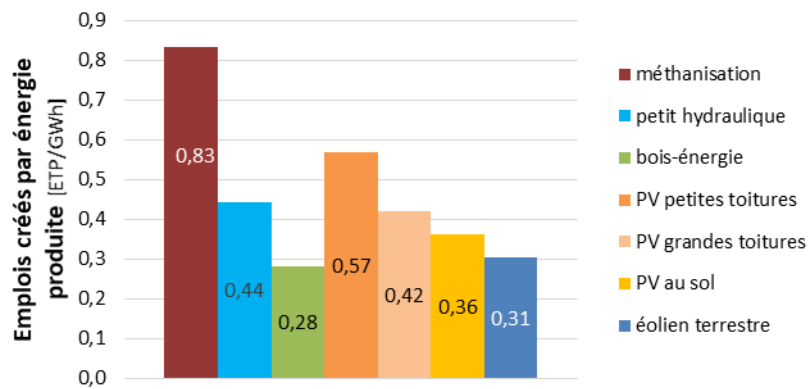


Figure 68 – Emplois créés par énergie produite pour les différentes filières

La filière la plus créatrice d’emplois par rapport à l’énergie produite et la filière biogaz, grâce au besoin de main d’œuvre sur le cycle d’exploitation des installations plus important que pour les autres filières. A l’inverse, la filière bois-énergie est la moins créatrice d’emplois, en raison du besoin nul de main d’œuvre sur le cycle d’exploitation (hypothèse de l’outil TETE). Pour les différentes filières solaires, les installations de grande puissance sont créatrices de plus d’emplois que les installations de petite puissance. Globalement, les filières pour lesquelles le coût pour l’Etat de l’électricité produite est le plus élevé sont aussi les filières les plus créatrices d’emplois par énergie produite.

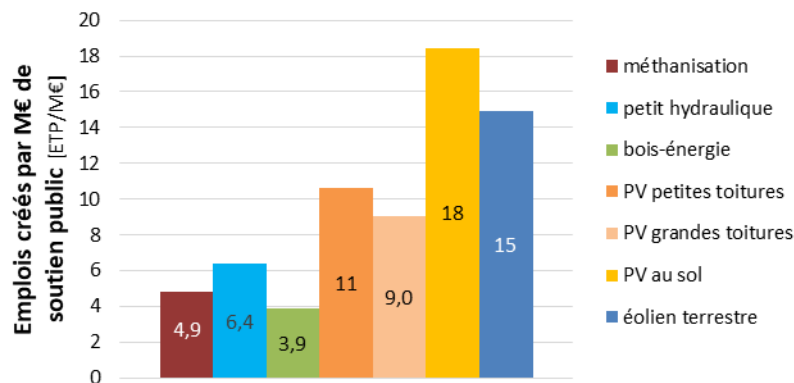


Figure 69 - Emplois créés par million d’euros de soutien public pour les différentes filières

On observe tout de même des disparités importantes entre les filières sur les retombées en termes d’emplois du soutien public. Ainsi, un million d’euros dépensés par l’Etat en soutien de la filière solaire au sol permettra en moyenne de créer 18 ETP, contre 3,9 dans la filière bois-énergie.

## Historique général

A titre indicatif sont restitués ici les résultats tirés d’un rapport de l’ADEME et IN NUMERI de juillet 2017<sup>12</sup> portant sur les différents secteurs des énergies renouvelables entre 2006 et 2016 (les chiffres 2015 et 2016 étant souvent des conclusions semi-définitives ou estimées). Cette étude donne notamment l’ensemble des équivalents temps plein (ETP) sur toutes les filières.

<sup>12</sup> [ADEME et d’IN NUMERI : Marché et emplois dans le domaine des énergies renouvelables, Situation 2013-2015](#)

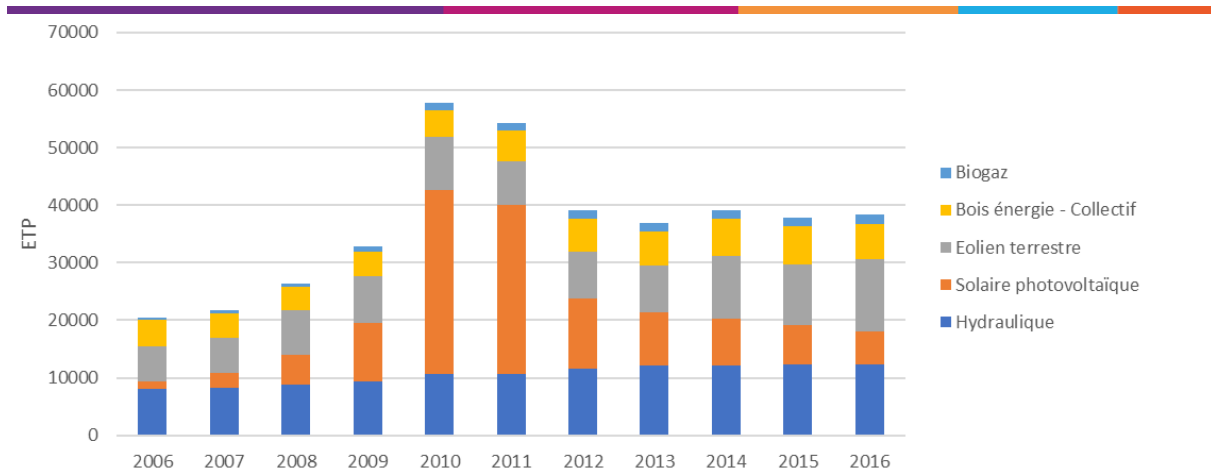


Figure 70 - ETP par filière renouvelable concernée, estimations ADEME - IN NUMERI

On note le « boom » du solaire entre 2008 et 2011 (2008 est par ailleurs l’année de création de beaucoup d’entreprises dans le solaire, cf. 1.5.2) qui s’est considérablement réduit entre 2011 et 2012. Depuis, les secteurs stagnent en termes d’ETP, mais le rapport note un rééquilibrage des poids des filières de production d’électricité, avec l’éolien qui prend le devant en termes d’ETP et de marché sur le solaire photovoltaïque.

## Historique solaire photovoltaïque

Sont distingués plusieurs types d’équivalent temps plein dans cette filière :

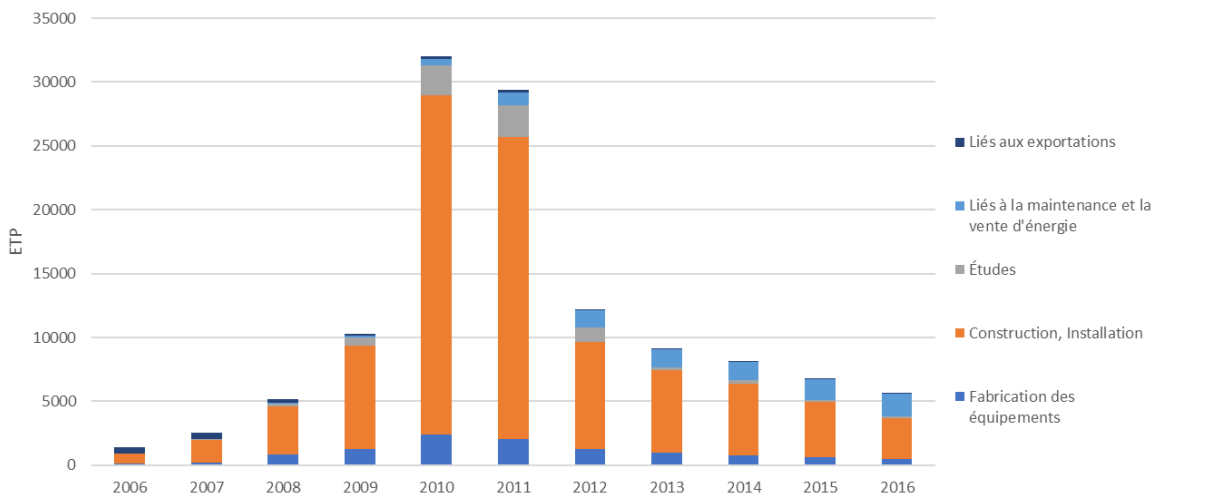


Figure 71 - ETP dans la filière photovoltaïque, estimations ADEME - IN NUMERI

Ainsi, les emplois liés à la maintenance et la production d’énergie augmentent au fur et à mesure que de nouveaux parcs sont installés, mais la filière de la construction/installation, de la fabrication d’équipements ou des études n’a cessé de diminuer depuis 2011.

## Historique éolien terrestre

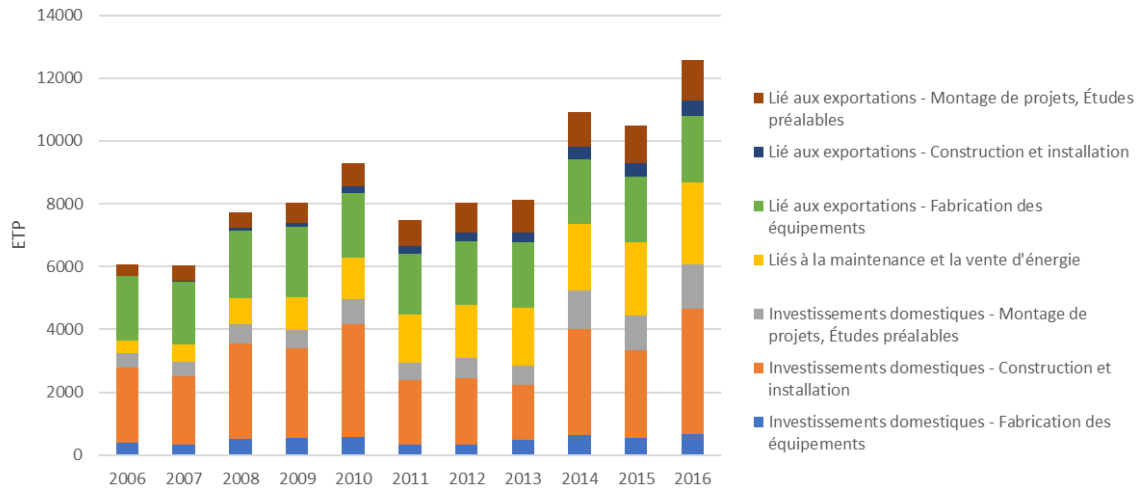


Figure 72 - ETP dans la filière de l'éolien terrestre, estimations ADEME - IN NUMERI

Là encore, les emplois liés à la maintenance et la vente d'énergie augmentent au fur et à mesure que le parc grandit. Contrairement au solaire photovoltaïque, les différentes sources d'emplois augmentent globalement, à l'exception de la fabrication des équipements liés aux exportations.

## Historique hydro-électricité

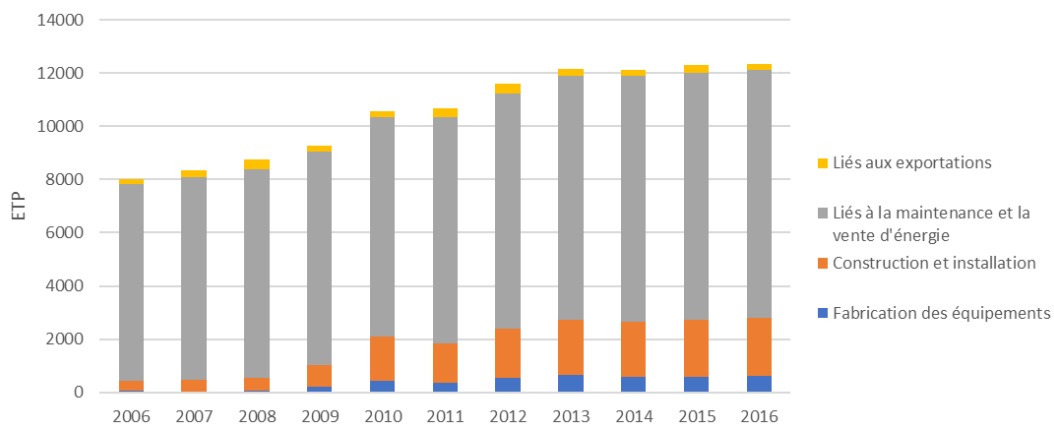


Figure 73 - ETP dans la filière de l'hydro électricité, estimations ADEME - IN NUMERI

Le parc hydroélectrique de la France étant ancien et fonctionnel, ce sont les emplois liés à la maintenance et la vente d'énergie qui représentent la plupart des emplois de la filière. Ce type d'activité est en augmentation, avec notamment la construction et l'installation d'équipements.

## Historique bois-énergie (secteur collectif industriel et tertiaire)

On note que cette filière comprend aussi les installations de chauffage pur, et non uniquement de cogénération comme celles indiquées par l'appel d'offres. Ne sont regardés ici que les chiffres pour les secteurs industriels et tertiaires. Les emplois liés au bois domestique et à la construction de réseaux de chaleurs (côté construction) ne sont pas étudiés ici.

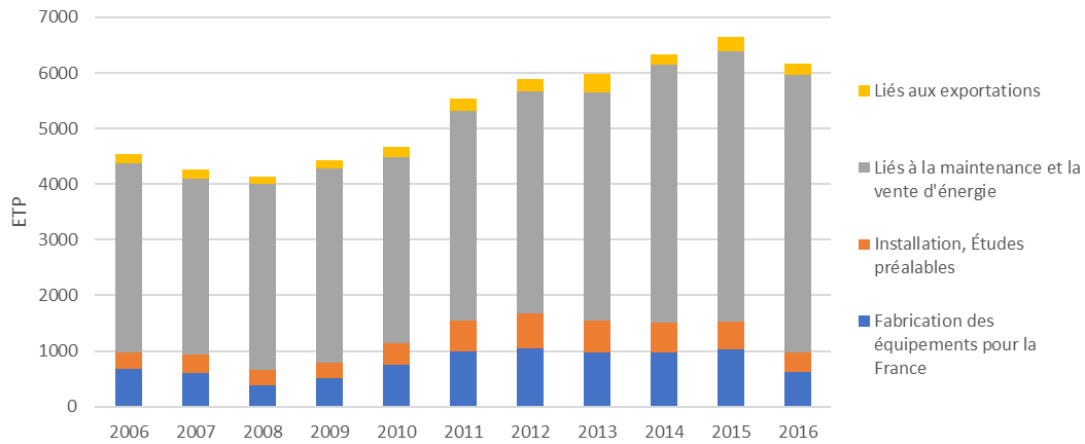


Figure 74 - ETP dans la filière du bois-énergie (collectif), estimations ADEME - IN NUMERI

Là aussi, le parc existant est ancien et fonctionnel, c'est pourquoi les emplois liés à la maintenance et la vente d'énergie représentent la plupart des emplois de la filière. Ce secteur est en augmentation, ainsi que l'installation et la fabrication d'équipements sauf en 2016.

## Historique biogaz

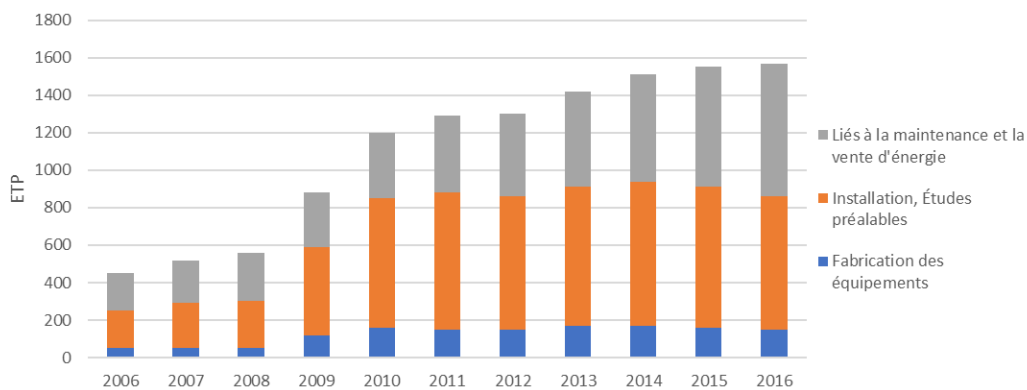


Figure 75 - ETP dans la filière biogaz, estimations ADEME - IN NUMERI

Cette filière est en expansion globale, avec notamment les emplois liés à la maintenance et la vente d'énergie qui prennent le devant du fait de l'agrandissement du parc existant.

### 3.1.4 Le régime a-t-il accru la concurrence sur le marché de l'électricité ? (production – vente en gros/détail)

#### Production

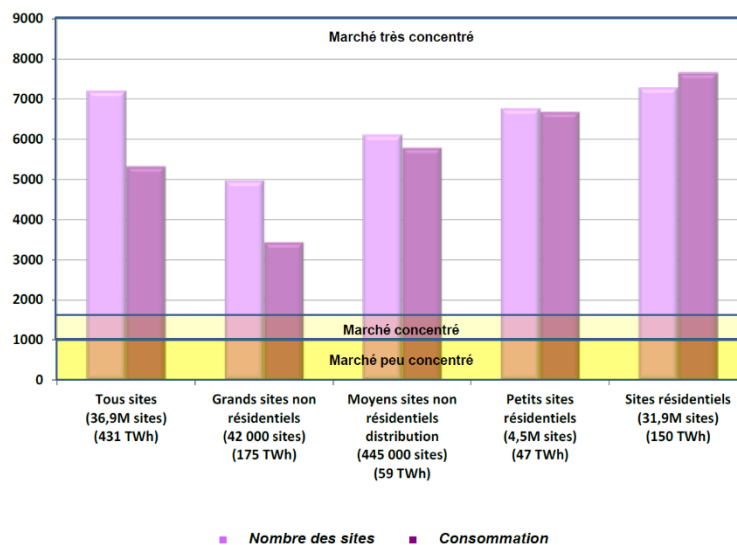
La partie 1.5.2 donne la répartition des lauréats et montre le grand nombre d'entreprises candidates pour chaque appel d'offres. La partie 3.2.4 précise le changement de position des grands bénéficiaires du marché et la partie 3.2.5 montre que l'impact sur la production d'électricité des lauréats du régime est relativement faible eu égard au parc électrique existant. Enfin, la partie 4 montre par des indices de

Herfindahl-Hirschmann (HHI)<sup>13</sup> que si la compétition diminue au fil des périodes, elle reste acceptable pour les plus gros appels d’offres. Or, la partie 2.1 ayant montré que les appels d’offres sont l’unique voie d’entrée dans la production d’électricité via les installations concernées par les appels d’offres étudiés dans ce rapport, l’étude de la concurrence sur les lauréats est donc représentative des nouveaux entrants via ces technologies sur le marché de la production. Par conséquent, comme le régime ne fait pas apparaître un acteur en situation de monopole dans la branche des renouvelables, elle-même largement minoritaire dans la production électrique française<sup>14</sup>, la concurrence sur la production d’électricité n’a pas diminué, et a même cru au regard de toutes les nouvelles entreprises arrivant sur le marché.

## Marché de détail

Le marché de détail français s’est largement ouvert dans la dernière décennie, notamment par la possibilité depuis juillet 2007 pour tous les consommateurs (y compris résidentiels), de choisir leur fournisseur d’électricité. A cela s’ajoute la disparition des contrats aux tarifs réglementés de vente pour les clients ayant souscrit à des puissances strictement supérieures à 36 kVA le premier janvier 2016.

L’observatoire des marchés de détail publie régulièrement des indicateurs pour mesurer la concurrence. Les HHI mesurant la concentration des marchés sont restitués pour le 1<sup>er</sup> trimestre en 2016 et le 3<sup>ème</sup> en 2018 dans la Figure 76.



<sup>13</sup> Cet indice mesure la concentration de marchés par la formule  $HHI = \sum_{i=1}^n s_i^2$  où  $s_i$  est la part de marché (comptée en point) de l’entreprise  $i$  dans un marché de  $n$  entreprises. Un HHI de 10 000 indique qu’une entreprise possède tout le marché (monopole), un HHI de 0 qu’une infinité d’entreprises possèdent le marché.

<sup>14</sup> D’après le bilan électrique 2017 de RTE, la production électrique française se divisait en 2017 en :

Nucléaire 71,6 % - thermique fossile 10,3% - hydraulique, 10,1% - éolien, 4,5% - solaire 1,7 % - Bio énergies 1,7 %

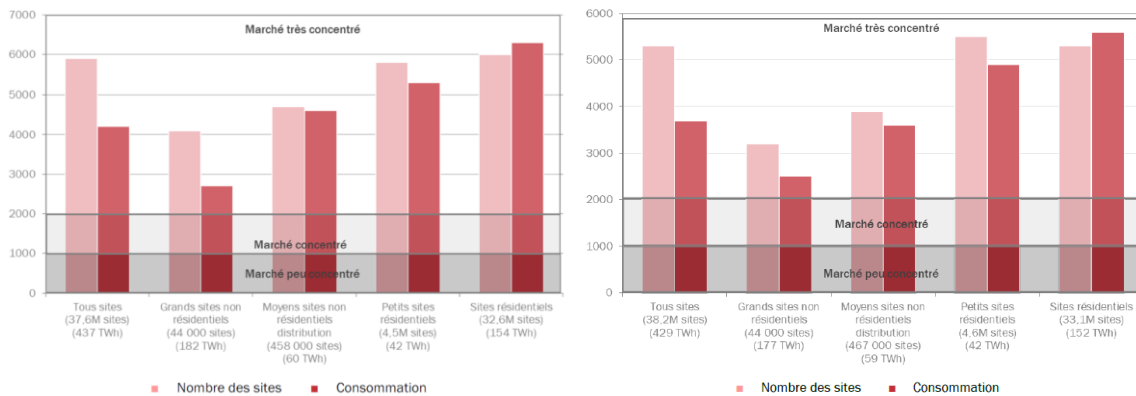
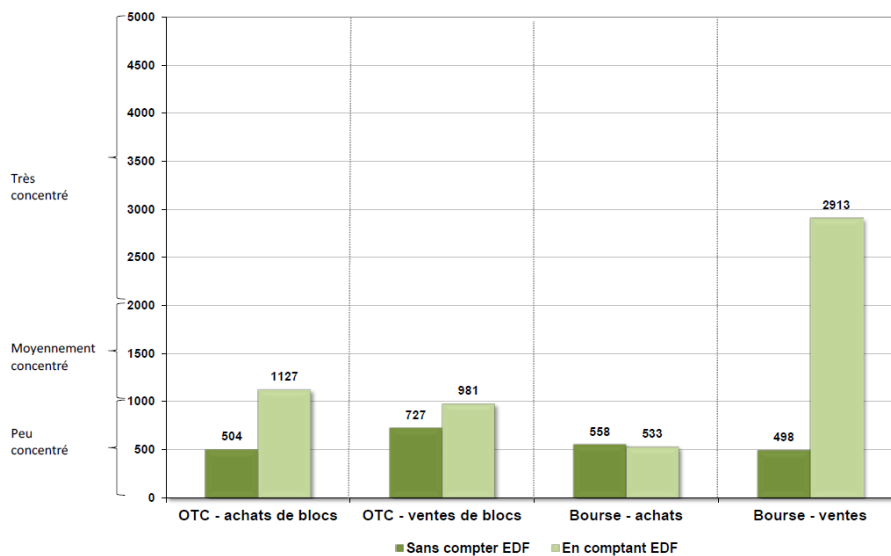


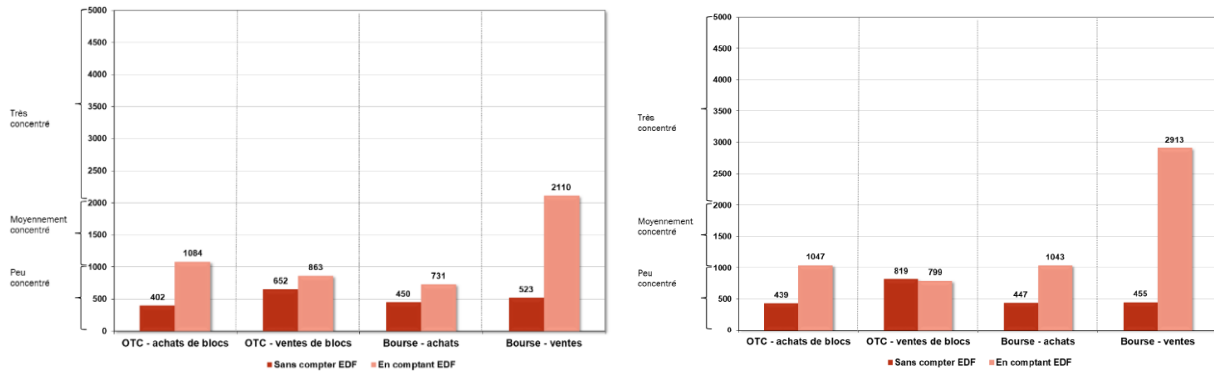
Figure 76 - Indices HHI par segment au 1<sup>er</sup> trimestre 2016 (haut), 3<sup>ème</sup> trimestre 2018 (gauche) et au 4<sup>ème</sup> trimestre 2019 (Source : GRD, RTE – Analyse : CRE)

Ainsi, pour la quasi-totalité des sites le HHI diminue, ce qui traduit un accroissement de la concurrence sur le marché de détail. Le régime étudié dans ce rapport peut être lié indirectement à cette augmentation de concurrence, car il aide à la construction de parcs renouvelables et ainsi permet l'augmentation d'électricité proposée par les distributeurs non historiques (Enercoop typiquement) et l'accroissement des capacités de certains groupes se positionnant sur ce marché (Total avec Total Spring et Engie avec Elec Ajust par exemple).

Il est difficile de quantifier précisément l'impact du régime via l'attrait des offres d'électricité renouvelables, car cette augmentation de concurrence provient aussi de l'ouverture du marché qui n'est pas terminée. La part des fournisseurs alternatifs des sites résidentiels (environ un tiers de la consommation totale) n'était que de 15,5% fin 2017, quand bien même leurs offres sont plus avantageuses pour le consommateur.

## Marché de gros





**Figure 77 – HHI de livraisons sur le marché de gros, 1<sup>er</sup> trimestre 2016 (haut), 2<sup>ème</sup> trimestre 2018 (gauche) et 2<sup>ème</sup> trimestre 2019 (droite) (sources : RTE, EPEX SPOT, EEX Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE)**

La Figure 77 est extraite d’observatoires de l’état du marché de gros publiés tous les trimestres par la CRE. Elle montre que la diminution de concurrence est cette fois bien moins nette que pour le marché de détail, hormis pour les ventes en bourse en comptant EDF avec des augmentations entre les trimestres 2018 et 2019. Le régime influence le marché de gros en permettant l’augmentation des capacités électriques de fournisseurs alternatifs à EDF (qui est ici très influent dans les ventes en Bourse, mais ne profite pas du tout du régime, comparé aux acteurs plus actifs tels Engie, cf. 3.2.4).

### 3.1.5 Le programme a-t-il favorisé le développement de nouvelles technologies ?

Les programmes évalués n’ont pas pour objectif premier de favoriser le développement de nouvelles technologies, contrairement à l’appel d’offres portant sur la réalisation et l’exploitation d’installations de production d’électricité innovantes à partir de l’énergie solaire, lancé en 2017 par exemple, ou l’ancien appel d’offres solaire CRE 3 de 2014 qui notait sur ce critère.

L’analyse détaillée des technologies mises en œuvre n’a pas été réalisée dans le cadre de ce rapport, ce qui ne permet pas d’évaluer les évolutions technologiques apportées.

On observe certaines tendances pour les appels d’offres suivants :

#### Solaire

L’analyse des technologies déclarées par les projets lauréats laisse entrevoir une tendance assez claire sur les différentes familles : la part de cellules monocristallines (légèrement plus performantes) est plus élevée sur les familles des installations de petite taille. Elle est ainsi de moins de 50% pour les lauréats solaires de l’appel d’offres mixte éolien/solaire et de plus de 80% pour les ombrières sur parking et les projets solaires sur bâtiments. Pour les projets sur bâtiments, les technologies utilisées sont très similaires sur les deux familles.



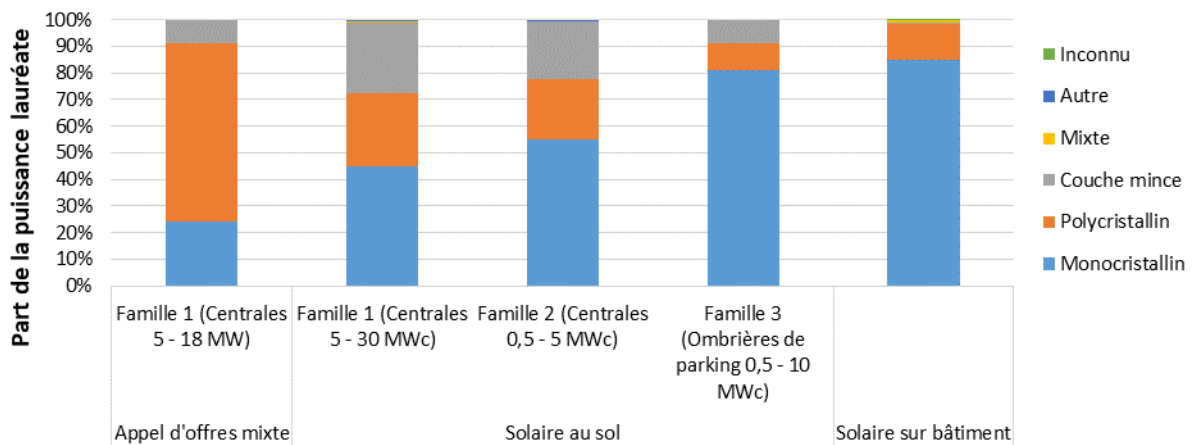


Figure 78 - Technologies utilisées pour les modules des différents appels d'offres solaires, classés par famille

On ne note en revanche aucune évolution temporelle prononcée au fil des périodes.

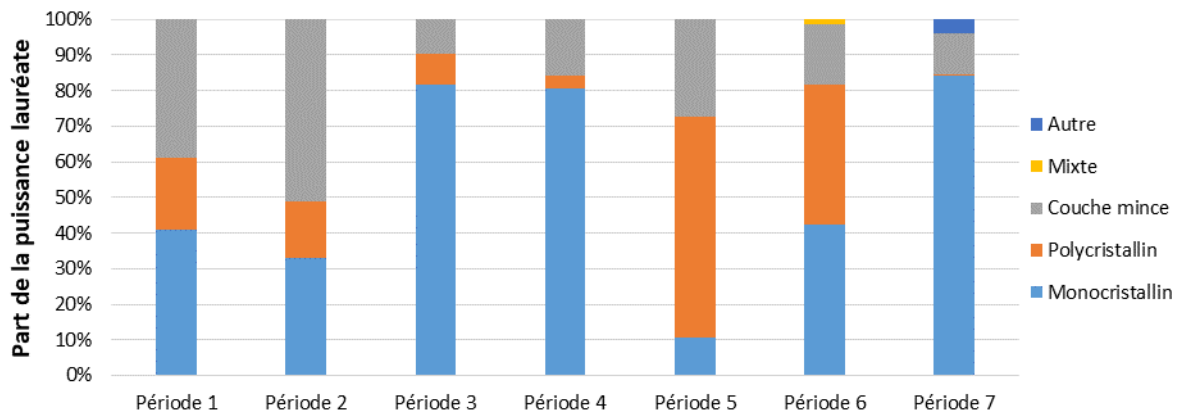


Figure 79 - Evolution au fil des périodes des technologies utilisées pour les modules des projets solaires au sol

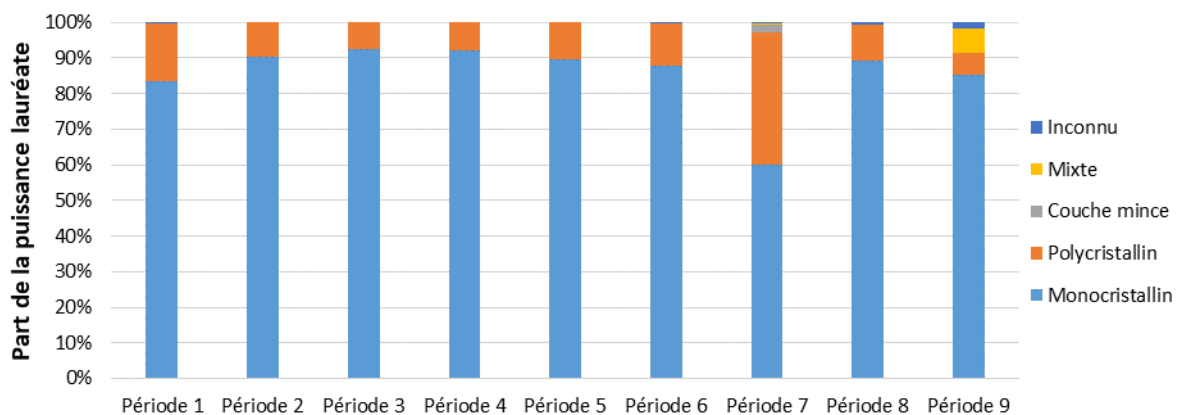


Figure 80 - Evolution au fil des périodes des technologies utilisées pour les modules des projets solaires sur bâtiments

Concernant le rendement des modules, aucune évolution significative n'est non plus remarquable au fil des périodes. Pour l'appel d'offres solaire au sol, le rendement moyen suit les évolutions de part des différentes technologies décrites ci-dessus.

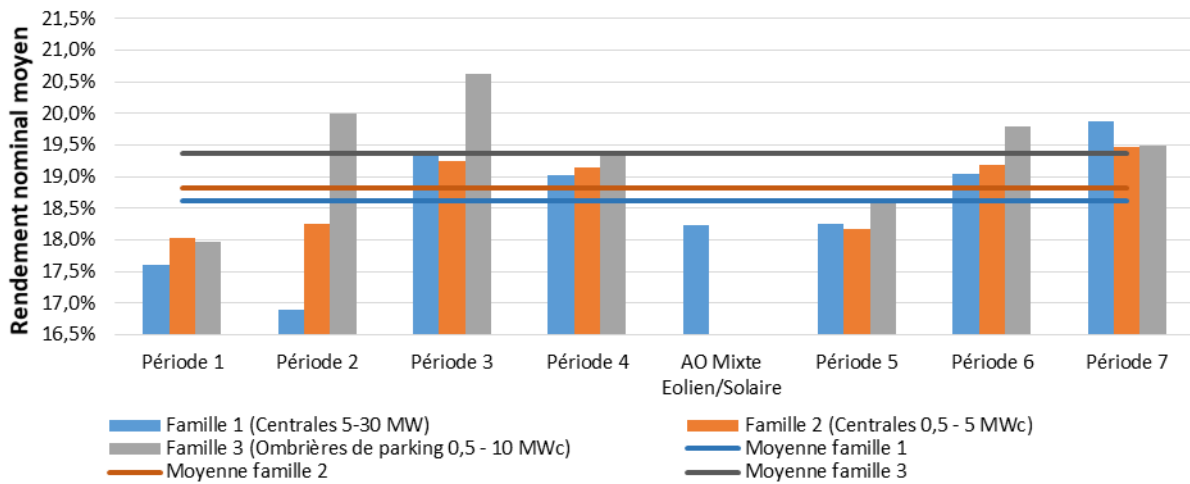


Figure 81 - Evolution au fil des périodes du rendement nominal moyen des installations solaires au sol

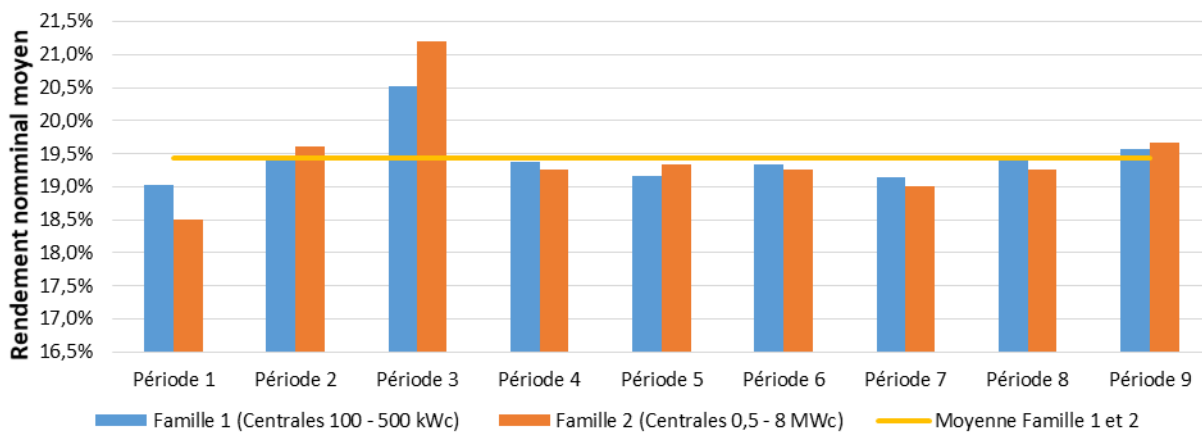


Figure 82 - Evolution au fil des périodes du rendement nominal moyen des installations solaires sur bâtiments

Concernant les dispositifs de suivi du soleil, la part de puissance lauréate équipée d'un tel dispositif varie fortement au fil des périodes. Il est en moyenne plus élevé pour la famille 1 (5 - 30 MWc) que la famille 2 (0,5 – 5 MWc). Aucune tendance au fil des périodes n'est clairement observable.

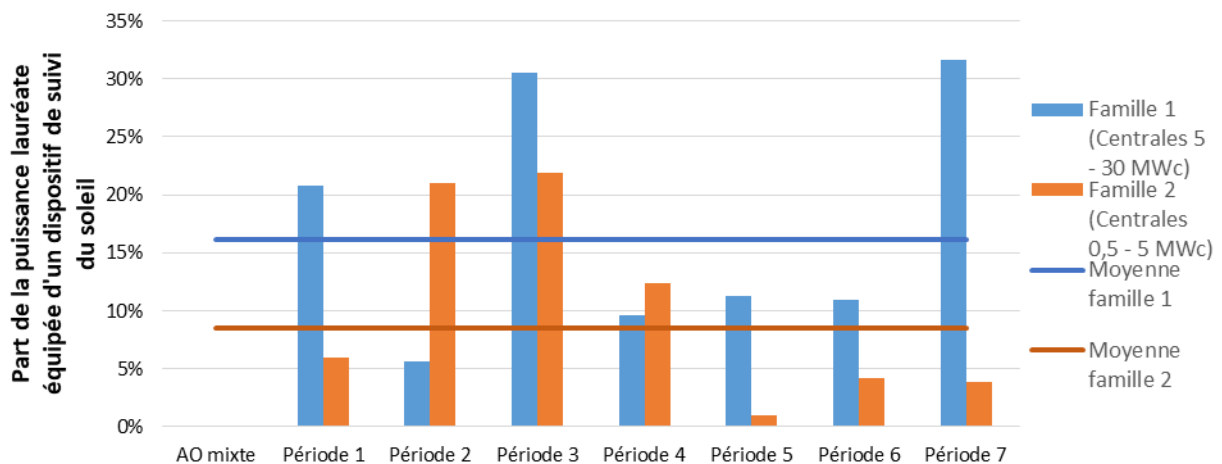


Figure 83 - Puissance lauréate ayant déclaré avoir un traqueur solaire

De plus, aucun dispositif de stockage de l'énergie n'a été pris pour les offres solaires. En effet, la production étant injectée sur le réseau (donc pas d'autoconsommation, qui est l'objet d'autres appels d'offres) sans phénomène de cannibalisation (la part d'électricité renouvelable étant trop faible en France pour cela), les porteurs de projets n'ont aucune incitation économique à le faire.

Enfin, les porteurs de projets des centrales photovoltaïques solaires au sol pouvaient indiquer l'usage d'« autres technologies », or aucun lauréat ne l'a fait.

## Eolien

Sur les projets éoliens, on ne note aucune évolution technologique claire au fil des périodes non-plus. La période 2 présente un diamètre moyen de rotor et une puissance unitaire moyenne plus faible que les autres périodes. La période présentant la moyenne la plus élevée est la 4<sup>e</sup> période.

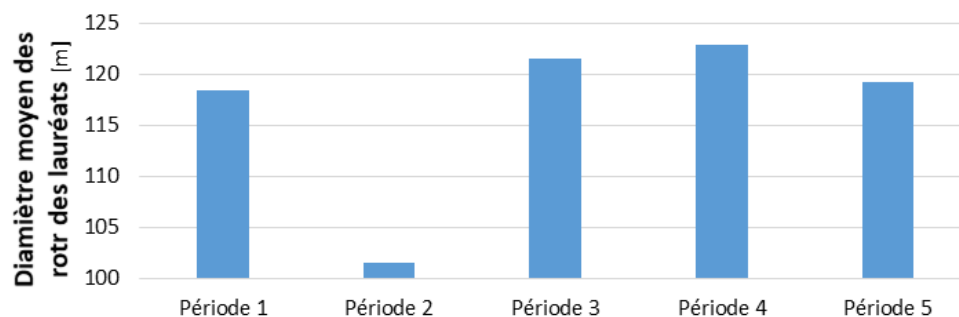


Figure 84 - Evolution au fil des périodes du diamètre de rotor des éoliennes lauréates

## 3.2 Impacts indirects négatifs

### 3.2.1 Y a-t-il eu un impact sur les investissements nécessaires pour assurer la stabilité du réseau ?

Concernant les appels d'offres pour la biomasse et l'hydroélectricité, les installations sont plutôt des stabilisateurs du réseau, car pilotables et prévisibles. Pour l'éolien et le solaire, qui produisent une énergie intermittente, la question est pertinente.

A ce sujet, l'étude "Getting Wind and Sun onto the Grid" de l'AIE (2017) distingue six phases d'intégration des sources d'énergies renouvelables variables dans un pays. La première phase concerne les pays dont la production provenant de ces sources est inférieure à 3%, auquel cas ces sources n'impactent pas le réseau électrique global. La France est plutôt à ranger dans la deuxième phase, comprenant les pays produisant entre 3 et 15 % d'électricité à partir de ces sources : la part de renouvelable électrique intermittent en 2017 était de 6,2 %, et ce chiffre montera à 8,4 % avec les lauréats, voire à 8,9 % avec l'intégralité de la puissance appelée (y compris les périodes encore non finies). Les recommandations pour ces pays sont :

- S'assurer d'un bon code de réseau national
- S'assurer d'une bonne communication des données des centrales intermittentes, notamment pour faire de la prédiction de production et contrôler correctement la centrale
- S'assurer d'avoir un réseau de transport satisfaisant
- Minimiser l'impact sur le réseau des centrales intermittentes en les diffusant géographiquement et en s'assurant d'un bon mix énergétique

Avec les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables, les gestionnaires de réseau de transport et de distribution ont évalué les coûts de renforcement réseau nécessaires pour l'intégration des énergies renouvelables (principalement éolien et solaire) pour chaque région française. Ces coûts sont portés par les producteurs renouvelables (via le paiement d'une quote-part variant suivant les régions) et donc pris en compte dans l'analyse économique de ce rapport.

Au-delà des renforcements réseau, le développement de services système supplémentaires (inertie, fourniture de puissance réactive supplémentaire, etc.) n'est pas une priorité en phase 2 et ne le devient qu'en phase 4 selon l'étude de l'AIE, quand l'énergie renouvelable avec électronique de puissance (solaire et éolien) peut fournir la forte majorité de la consommation lors des périodes de faible demande. A titre d'exemple, l'Allemagne (26,4% de la production en éolien + solaire en 2017), n'est même pas en phase 4 mais en phase 3.

Enfin, la France fait partie du réseau Européen d'électricité, ce qui lui donne un autre outil via les importations ou exportations pour garantir la stabilité de son réseau. Cet aspect n'est pas pris en compte dans l'étude de l'AIE, qui se concentre sur les pays isolés.

Au vu de ces réflexions, les différents appels d'offres étudiés ne devraient pas demander d'investissements particuliers pour assurer la stabilité du réseau. La question devra en revanche se reposer quand la part d'électricité variable renouvelable atteindra des proportions significatives de la production électrique française.

RTE (Réseau de Transport d'Electricité), l'opérateur du réseau de transport français, prévoit des investissements conséquents pour soutenir la PPE et la transition énergétique française, mais à court terme les surcoûts portent essentiellement sur l'intégration du réseau en mer et non sur une stabilisation du réseau liée aux dispositifs étudiés dans ce rapport.

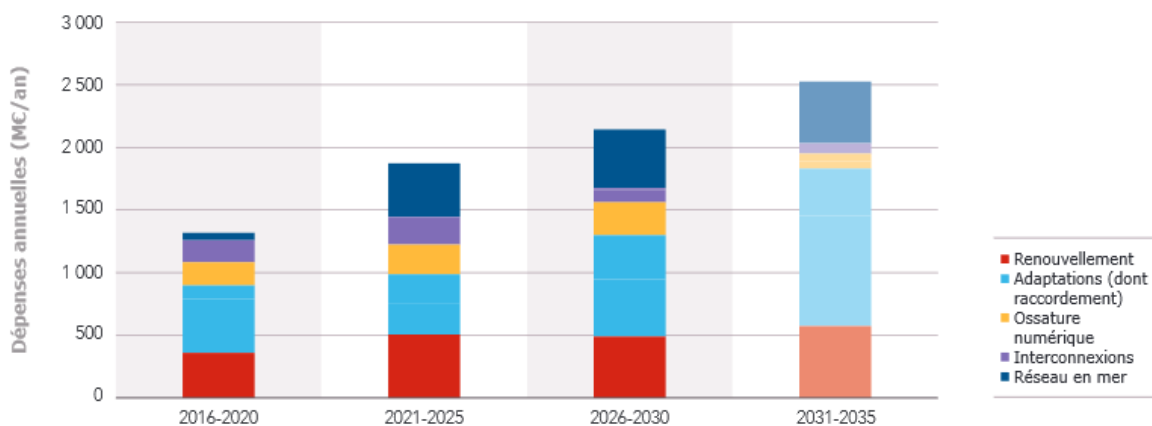


Figure 85 - Estimation des dépenses d'investissement sur le réseau public de transport d'ici 2035 (scénario PPE – trajectoire de référence du SDDR<sup>15</sup>)

<sup>15</sup> [Schéma décennal de développement du réseau, édition 2019, RTE](#)

## 3.2.2 Y a-t-il eu un effet négatif sur les utilisateurs alternatifs des mêmes ressources (ex. Biomasse) ?

Sont traitées ici les problématiques de concurrence d'usage sur les ressources disponibles dans le cadre des appels d'offres biomasse, hydroélectricité et solaire au sol, les ressources portant sur le solaire sur bâtiment et l'éolien étant principalement des ressources foncières qui ne semblent pas pertinentes dans le cadre de cette évaluation.

### Solaire au sol

Les installations solaires au sol peuvent être en concurrence avec l'utilisation des sols pour l'agriculture ou avec des espaces naturels. Cependant, les critères de l'appel d'offres permettent d'éviter les effets négatifs sur les terrains naturels ou agricoles, en particulier grâce à des conditions d'implantations (point 2.6 du cahier des charges des appels d'offres) limitant les implantations potentielles à des zones précises : zones urbanisées ou à urbaniser, zones autorisant explicitement les installations de production d'énergie photovoltaïque et sites dégradés.

Le contrôle de ces conditions est effectué via une obligation pour le candidat de faire valider son choix d'implantation par le préfet via une demande de certificat transmise à la direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement.

### Biomasse

En 2006, l'Etat a mis en place une procédure pour éviter les effets négatifs sur l'utilisation de la biomasse pour les appels d'offres biomasse et les appels à projets du Fonds chaleur de l'ADEME. Il s'agit de l'obligation pour les candidats de fournir un plan d'approvisionnement lors de la candidature (et un bilan une fois par an pour l'approvisionnement annuel une fois que l'installation est mise en service), donnant entre autres la nature des produits utilisés pour la combustion ou la méthanisation, leur quantité, le fournisseur, le lieu de provenance et le prix.

De plus, les candidats doivent remplir un certain nombre de conditions sur leur approvisionnement comme :

- Des lettres d'engagement sur au moins trois ans, pour l'approvisionnement des fournisseurs, doivent également être fournies dans le dossier de candidature, décrivant aussi l'éventuelle utilisation actuelle du gisement.
- Pour le bois-énergie, l'apport énergétique en plaquettes forestières ne doit pas excéder 400 GWh (PCI), respecter des seuils de certification minimum (PEFC, FSC) régionaux (au prorata des régions d'approvisionnement concernées) et doit utiliser en cas de fourniture hors de France métropolitaine continentale du bois provenant à 100% de forêts gérées durablement (PEFC, FSC).
- Pour la méthanisation, la proportion de cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale, ne doit pas excéder 15% du tonnage brut des intrants.

Le préfet évalue la pertinence de ce plan d'approvisionnement sur :

- Le type de combustible, leur éligibilité dans le cadre de l'appel d'offres
- Le risque de conflit d'usage sur les ressources disponibles avec d'autres candidats de l'appel d'offres.
- Le risque de conflit d'usage sur les ressources disponibles avec d'autres utilisateurs de ces ressources. En effet, la hiérarchie d'usage pour les usages bois-énergie est le bois d'œuvre

(meubles, planches, matériaux de construction) puis le bois industrie (panneaux, papeterie) et enfin bois-énergie. Quand il s'agit de bois déchet, le recyclage en vue d'une valorisation matière est généralement prioritaire sur toute valorisation énergétique, sous réserve que le coût de leur transport ne soit pas trop élevé. Des combustibles, tels que les sous-produits d'industries, de la papeterie par exemple (liqueur noire) ou certains types de bois fin de vie ou déchet, utilisés sur place, ne sont pas en concurrence avec d'autres usages. Pour la matière végétale et certains déchets non dangereux, sont valorisées en premier la production alimentaire, puis les cultures matières (lin) et enfin la méthanisation de résidus de l'agriculture et d'effluents d'élevage, notamment.

Pour évaluer ce plan le préfet s'appuie entre autres sur l'observatoire de la biomasse (Ministère de l'agriculture et de l'alimentation) et l'Office National des Forêts (établissement public français placé sous la tutelle du Ministère de l'agriculture et de l'alimentation et du Ministère de la transition écologique et solidaire).

Si l'avis du préfet est défavorable, le projet est éliminé. Cela s'est passé pour sept dossiers (six bois-énergie et un projet de méthanisation) en période 1, un projet bois-énergie en période 2 et trois projets bois-énergie en période 3. Le dispositif précité permet d'éviter les impacts négatifs pour les autres utilisateurs de biomasse.

## Hydroélectricité

Les candidats doivent remplir des conditions limitant les effets négatifs sur les utilisateurs alternatifs de la même source hydraulique. Ces conditions sont vérifiées par le préfet qui donne un avis comportant une analyse de la conformité de l'offre.

Il était signifié aux candidats dans le cahier des charges de cet appel d'offres que quand plusieurs projets d'installation présentent du fait de leur proximité géographique un risque de conflit d'usage de la ressource ou induisent un impact cumulé pour le cours d'eau concerné, d'un niveau tel que les solutions techniques proposées dans les offres ne sont plus à même de satisfaire aux exigences des articles L. 211-1 du code de l'environnement, la CRE ne retient que les mieux classés dans la limite des ressources disponibles ou des impacts cumulés acceptables. Ces risques et impacts sont signalés par le préfet de région dans les avis qu'il adresse à la CRE. En pratique, pour la période étudiée dans le présent rapport, aucun projet n'a été jugé incompatible avec d'autres projets de l'appel d'offres (dans le cas où l'offre était par ailleurs conforme).

De plus, l'ensemble des conditions de l'appel d'offres interdisent entre autres les implantations sur des réseaux d'adduction d'eau potable ou des réseaux d'eau usées, ou d'être incluses dans le périmètre d'une concession hydraulique existante.

Pour la période évaluée, sur les 46 candidats, 16 ont été jugés défavorables par le préfet, induisant une élimination du candidat.

### 3.2.3 Y a-t-il eu des effets négatifs sur les prix de l'électricité ?

L'impact des projets sur les prix de l'électricité est évalué avec le logiciel Artelys Crystal Super Grid selon la méthodologie établie dans l'annexe 0. Une situation de référence correspondant à une reconstitution de l'année 2017 est comparée à une situation où sont ajoutés tous les projets simultanément. Ces projets représentent douze térawattheures de production EnR avec un coût marginal faible qui déplacent l'équilibre offre-demande dans le sens d'une réduction des prix.

Plusieurs effets importants sont à noter :

- La forme des profils de production mensuels ou journaliers et la répartition du temps de marginalité par filière ne sont pas significativement impactées. Par conséquent, les projets issus des dispositifs de soutien évalués induisent une diminution des prix de 0,17 % en moyenne annuelle.
- L'ajout des projets réduit également la volatilité des prix (diminution de la variance de 0,24%).
- L'impact négatif des projets sur le prix de l'électricité est lissé sur toute l'année en partie par la ré-optimisation du parc hydraulique suite à l'ajout de ces projets. L'effet de cannibalisation du photovoltaïque est donc pour le moment peu constaté.

### 3.2.4 Le régime a-t-il eu un impact sur la position des grands bénéficiaires sur le marché ?

Cette question est traitée par technologie vu le peu d'information disponible pour le marché de famille (comme les ombrières de parking). Les enchérisseurs multi-projets ne sont pas examinés. Pour les calculs de HHI à partir des puissances, on a considéré une borne supérieure du HHI réel en estimant la puissance restante comme étant divisée en N installations de puissance P, P étant la puissance de la plus petite des premières compagnies.

## Solaire photovoltaïque

Le cabinet de conseil FINERGREEN a publié en octobre 2017 un classement des producteurs d'électricité solaire en France portant sur le parc de 2016 (7,25 GW installés). En reprenant ces données et en leur appliquant les fusions décrites en 1.2 (ce qui fait passer Engie en tête devant EDF), on arrive à la répartition suivante, donnant un HHI de 144,6 (dans ce cas N = 93 et P = 45 MW).

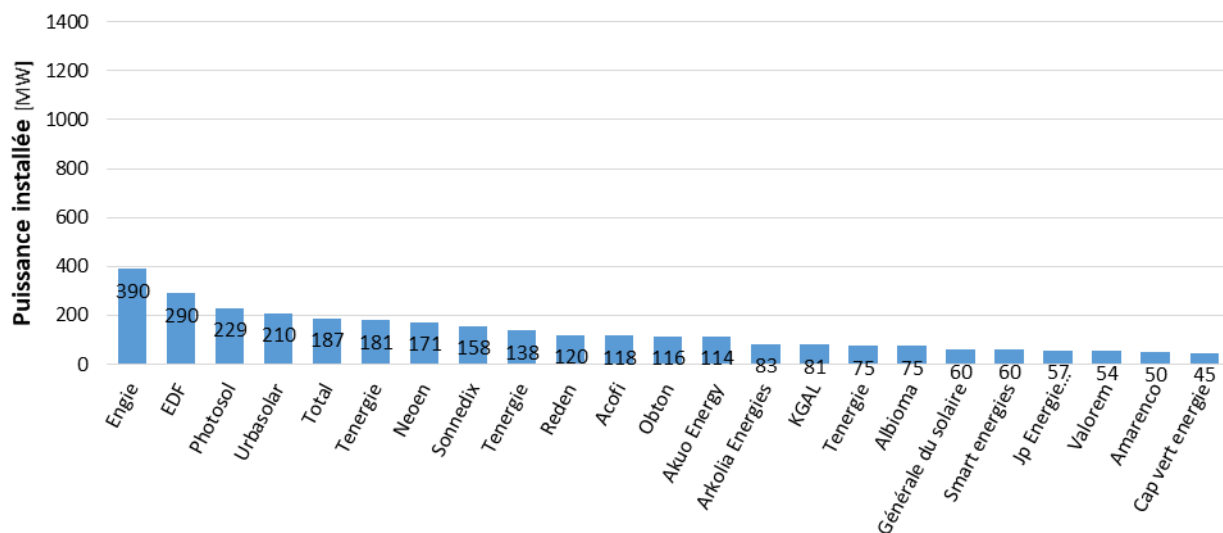


Figure 86 - Estimation des premiers producteurs de solaire fin 2016 (source : FINERGREEN)

En ajoutant à ces installations les lauréats pour les appels d'offres du solaire au sol, solaire sur bâtiment et mixte éolien solaire (qui ne sont que des centrales photovoltaïques), le parc installé atteint 13,5 GW et le HHI augmente à 262, avec la répartition suivante.

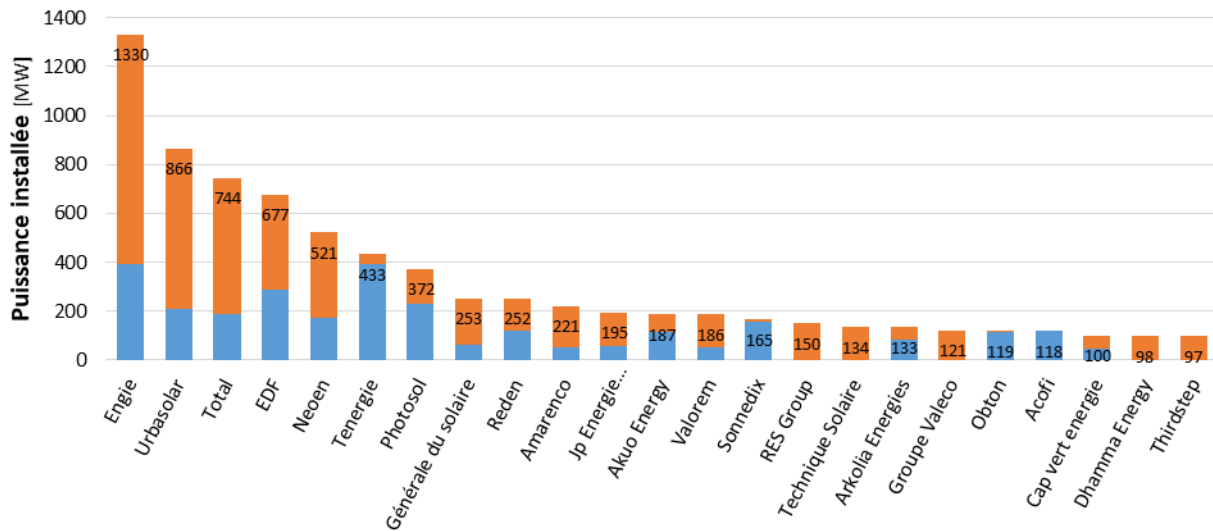


Figure 87 - Estimation des premiers producteurs de solaire avec les lauréats des appels d'offres

Ainsi, Engie consolide largement sa première place, Urbasolar passe deuxième et Total passe troisième. Ce classement est approximatif, dans la mesure où il part du parc de 2016 et rajoute des installations qui ne sont pas encore construites, mais il est clair que le régime a un impact important sur la position des grands bénéficiaires pour le solaire, ce qui n'est pas étonnant étant donné que la puissance lauréate augmente de 46% le parc initial. Si la concurrence diminue un peu au vu des valeurs des HHI, avec Engie qui a environ 10% des parts de marché grâce à sa stratégie de rachat d'entreprises, on est loin d'une situation de monopole étant donné la faible valeur du HHI.

## Eolien

En 2017, France Energie Eolienne et Bearing Point ont publié une analyse du marché, des emplois et du futur de l'éolien en France, avec notamment une répartition des parcs éoliens par exploitant à mi-2017, pour une capacité totale de 11,2 GW. Les données ont été reprises et transformées selon les regroupements de 1.2, pour donner cette répartition qui a un HHI de 490 (avec N = 17 et P = 137 MW pour les puissances manquantes).



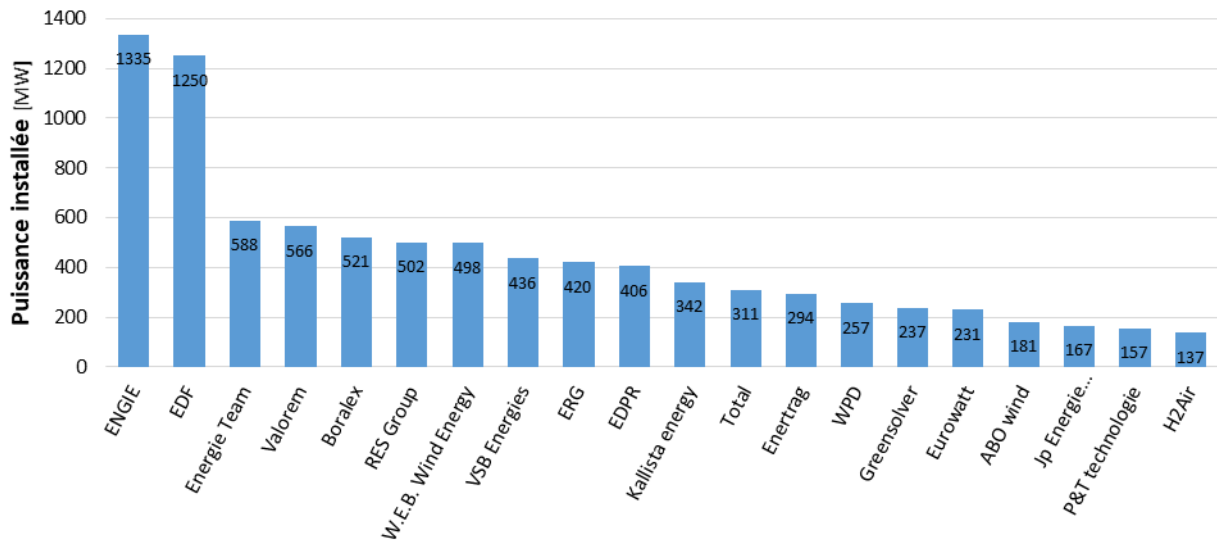


Figure 88 - Estimation des premiers producteurs d'électricité éolienne mi-2017 (source : France Energie Eolienne, Bearing Point)

En ajoutant à ces installations les lauréats pour l'appel d'offres éolien, le parc installé atteint 13,5 GW et le HHI descend à 410.

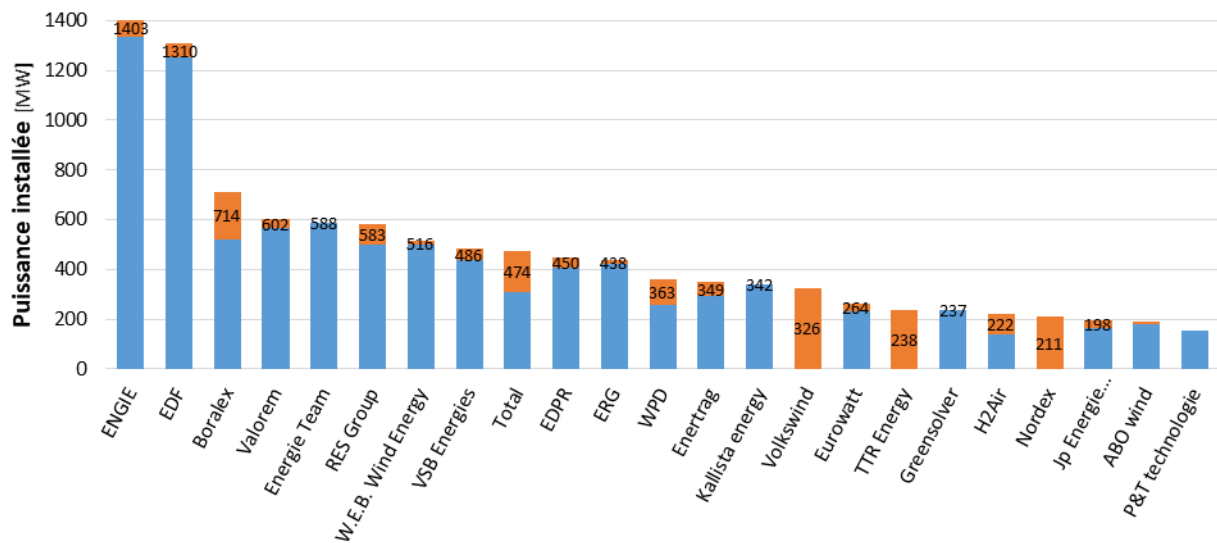


Figure 89 - Estimation des premiers producteurs d'électricité éolienne avec les lauréats des appels d'offres

Contrairement aux appels d'offres solaires, les positions des grands acteurs bougent peu et le marché s'ouvre légèrement, avec l'arrivée de nouveaux acteurs.

## Biomasse

Concernant le bois-énergie, la partie 1.5.2 montre que les entreprises répondant à l'appel d'offres biomasse sont en majorité des entreprises qui ne visent à priori pas à s'étendre au niveau national, voire international, contrairement à Engie, Total ou EDF en particulier.

Concernant la méthanisation, le faible nombre de candidats et la faible puissance mise en service au regard de la puissance appelée, avec des tarifs élevés, révèle qu'il n'y a pas de problème de concurrence sur cette technologie. De plus, les lauréats sont des entreprises agricoles, locales.

## Hydroélectricité

En France, la capacité hydraulique installée est de 25,5 GW. Les 29,2 MW lauréats de cet appel d'offres représentent seulement 0,1% du parc installé. Par conséquent, cet appel d'offres n'a aucune conséquence sur la position des grands bénéficiaires du marché, d'autant que ce marché est détenu en majorité par EDF qui exploite environ 22 GW à lui seul (HHI supérieur à 7443).

### 3.2.5 Le régime a-t-il un impact sur les producteurs d'électricité ?

L'impact des projets sur les productions et revenus des autres producteurs d'électricité est évalué avec le logiciel Artelys Crystal Super Grid selon la méthodologie établie dans l'annexe 0.

Les productions au gaz, au charbon et nucléaire sont déplacées et diminuent avec l'ajout des projets renouvelables comme le souligne la section 3.1.2. Par ailleurs, la section 3.2.3 met en évidence un léger impact négatif sur les prix de l'électricité de l'ajout de ces projets produisant à très faible coût marginal.

Les effets des projets lauréats sur les quantités et les prix provoquent un effet baissier sur les revenus des producteurs à base nucléaire, gaz et charbon. Le tableau ci-dessous présente la comparaison des productions, des revenus et des surplus des producteurs entre la situation de référence et la situation avec projets lauréats.

Les revenus bruts diminuent de façon quasiment similaire aux coûts de production (une moindre utilisation des centrales thermiques implique une baisse des coûts de combustibles et autres coûts variables). Au total, l'impact sur le surplus (revenus bruts auxquels sont déduits les coûts variables) reste très faible.<sup>16</sup>

	CCGT	Charbon	Nucléaire
Ecart de production <sup>17</sup>	-20,6%	-7,25%	-0,63%
Ecart relatif de revenu brut <sup>18</sup>	-18,5%	-5,76%	-0,38%
Ecart de surplus <sup>19</sup>	-1,85%	-0,66%	-0,25%

<sup>16</sup> Une baisse de production n'implique pas de baisse de surplus pour l'acteur marginal.

<sup>17</sup> L'écart de production compare les valeurs de productions annuelles en MWh

<sup>18</sup> Le revenu brut correspond aux gains liés à la vente d'électricité sur le marché (coûts de production non pris en compte)

<sup>19</sup> Le surplus correspond à la différence entre les gains liés à la vente d'électricité sur le marché et les coûts variables de production

## 4 Pertinence

Il existe deux modalités d'attribution du soutien aux énergies renouvelables :

- | Le **guichet ouvert** : il ouvre pour toute installation éligible un droit à bénéficier d'un soutien. Il ne met pas en concurrence les projets.
- | Les **procédures de mise en concurrence** : ils prennent la forme d'appels d'offres ou de dialogues concurrentiels. Le soutien est attribué aux seuls lauréats de ces procédures.

Au sein de ces modalités d'attribution, les modalités de rémunération peuvent prendre deux formes :

- | Les **obligations d'achat** : tout kilowattheure injecté sur le réseau public est acheté par un acheteur obligé à un tarif d'achat, fixé à l'avance.
- | Les **compléments de rémunération** : les producteurs EnR commercialisent leur énergie directement sur les marchés, une prime vient compenser l'écart entre les revenus tirés de cette vente et un niveau de rémunération de référence, fixé selon le type d'installations et par une des deux dispositions suivantes :
  - Dans le cadre d'un arrêté tarifaire.
  - Par le producteur dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence.

### 4.1 Pour l'éolien, la biomasse et l'hydroélectricité : quelle capacité a été installée par voie d'appels d'offres par rapport au système de support précédent ?

Les données en 2022 pourront donner les installations annuelles en MW issues des appels d'offres. Il sera alors possible de visualiser l'augmentation ou la décroissance par rapport aux systèmes de support précédents. Dans cette partie, les anciens mécanismes sont donnés et les tarifs des lauréats sont comparés avec les tarifs précédents.

#### Eolien

Selon l'arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre, abrogé le 15 décembre 2016, le tarif d'achat réglementé à guichet ouvert était de 82 €/MWh pour les 10 premières années puis potentiellement inférieure pour 5 années supplémentaires.

Les courbes d'offres issues des périodes de l'appel d'offres éolien sont présentées en **Erreur ! Source du r envoi introuvable**.90.

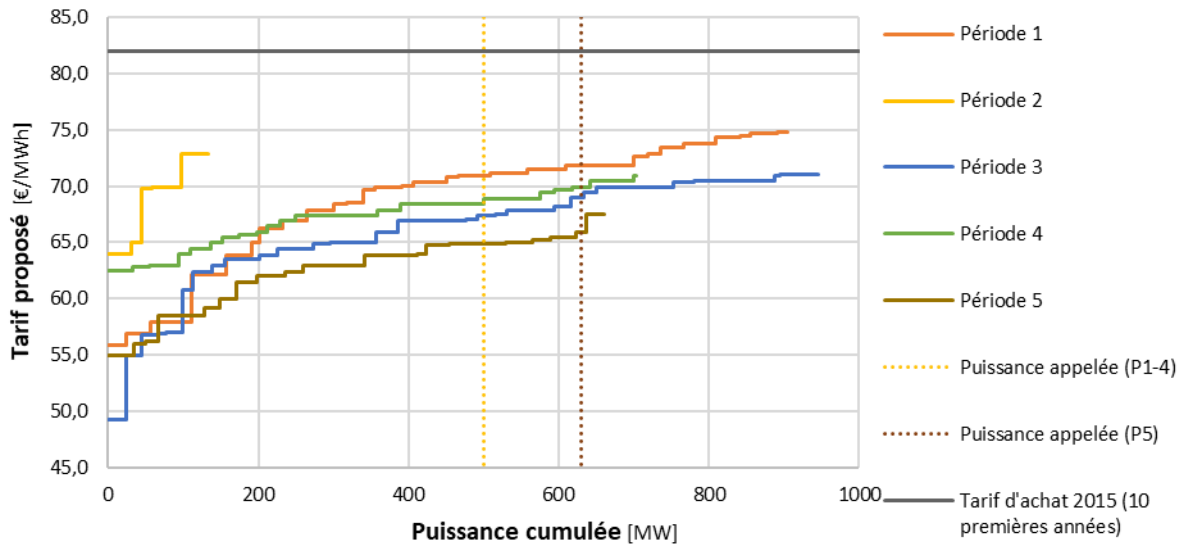


Figure 90 - Courbes d'offres des projets éoliens comparées au tarif d'achat en vigueur en 2015

L'intégralité des offres conformes sont inférieures au tarif d'achat précédemment défini. Avec un tel tarif limite, les 900 MW de l'appel d'offres P1 auraient pu être sélectionnés, ce qui correspond environ aux puissances installées les dernières années. Néanmoins, les offres et les anciens tarifs d'achat ne sont pas tout à fait comparables. Les offres portent sur un tarif de référence pour un complément de rémunération et ce pour une durée de 20 ans. Par ailleurs, les tarifs de référence sont soumis à la majoration de mécanisme participatif (voir partie 6) sous certaines conditions, que les candidats ont pu inclure dans leurs calculs de revenus.

Ainsi, pour la filière éolienne, les appels d'offres créent une concurrence entre les entreprises et ont tendance à diminuer le soutien étatique apporté à la filière. La période 2 est particulière, à cause d'un problème d'autorisation administrative qui explique le niveau très faible de candidature. Initialement, la capacité lauréate à terme était pensée à 1GW/an, à peu près comme les années passées, le retard pris en période 2 va modifier ces plans étant rattrapé sur les périodes 5 et 6.

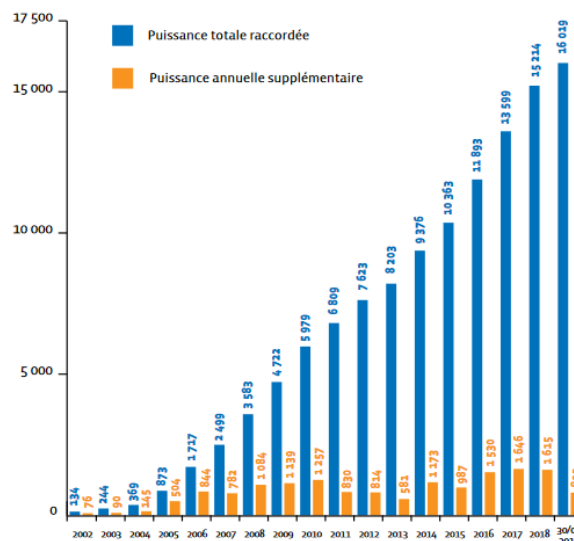


Figure 91 - Puissance éolienne raccordée totale et installée chaque année, selon le rapport *Le baromètre 2019 des énergies renouvelables électriques en France*

## Biomasse (Méthanisation)

Le tarif d'achat à guichet ouvert en vigueur en 2015 pour l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz (méthanisation) était autour de 165 €/MWh sur 20 ans. En 2015, environ 30 MW de ces centrales avaient été installés.

Les trois premières périodes de l'appel d'offres visaient à installer 30 MWe supplémentaires d'installations de valorisation de biogaz. Seules 7 candidatures ont été déposées et 4 lauréats ont été retenus pour une puissance de 6,5 MW et un tarif moyen d'achat de 183 €/MWh (sans la prime « effluents » pour deux projets sur quatre).

A l'heure actuelle, la concurrence au sein de l'appel d'offres pour la filière biogaz est faible, du fait du faible nombre d'offres déposées et un niveau de soutien demandé supérieur à celui précédemment en vigueur. Cela peut en partie s'expliquer par une politique de soutien à l'injection du biométhane sur le réseau (via des obligations d'achats), les objectifs de la France étant notamment de 10% de gaz renouvelable dans le réseau gaz en 2030, qui concurrence l'utilisation du biogaz pour la génération d'électricité.

## Biomasse solide

Depuis 2002, le développement de centrales électriques à biomasse solide est soutenu par un système d'appel d'offres du MTES et par un système de tarif d'obligation d'achat en guichet ouvert. Cette partie ne concerne que les arrêtés tarifaires (voir 4.2 pour les appels d'offres). Trois arrêtés tarifaires ont été mis en place, puis ce système a été abrogé en 2016 afin d'introduire un dispositif de complément de rémunération conformément aux exigences de l'Union européenne.

Arrêtés	Installations concernées	Tarifs associés en métropole
<b>Arrêté du 27 janvier 2011 abrogé le 30 mai 2016</b>	5 à 12 MWe	43,4 €/MWh + prime de 77,1 à 125,3 €/MWh selon efficacité énergétique
<b>Arrêté du 28 décembre 2009</b>	5 à 12 MWe	45 €/MWh + prime de 80 €/MWh selon la biomasse consommée + prime de 0 à 50 €/MWh selon efficacité énergétique
<b>Arrêté du 16 avril 2002</b>	Moins de 5 MWe	49 €/MWh + prime de 0 à 12 €/MWh selon efficacité énergétique

D'après « Le Baromètre 2019 des énergies renouvelables électriques en France » publié par Observ'ER, 11 centrales (89 MWe) relèvent de ce système de soutien. Avec une efficacité énergétique de 75%, le tarif de rachat de l'arrêté de 2011 aurait été de 144,6 €/MWh, significativement inférieur au tarif moyen des centrales lauréates. De manière générale, ces tarifs d'achats ont toujours amené moins de puissance que les appels d'offres. La mise en concurrence a donc été un succès de ce point de vue-là.

## Hydroélectricité

Un arrêté tarifaire (dit H16) créant un tarif d'obligation d'achat pour l'électricité hydraulique produite par les installations de puissance installée strictement inférieure à 1 MW a été publié le 14/12/2016. Il distingue trois catégories d'installations : celles de haute chute, celles de basse chute et celles de turbinage des débits réservés. Ces tarifs présentés ci-dessous sont compris entre 65 et 130 €/MWh

suivant le type d'installation et la puissance installée. Les puissances supérieures à 1MW, dont le soutien passe désormais par appel d'offres, étaient éligibles au tarif dit H07 (arrêté du 1<sup>er</sup> mars 2007).

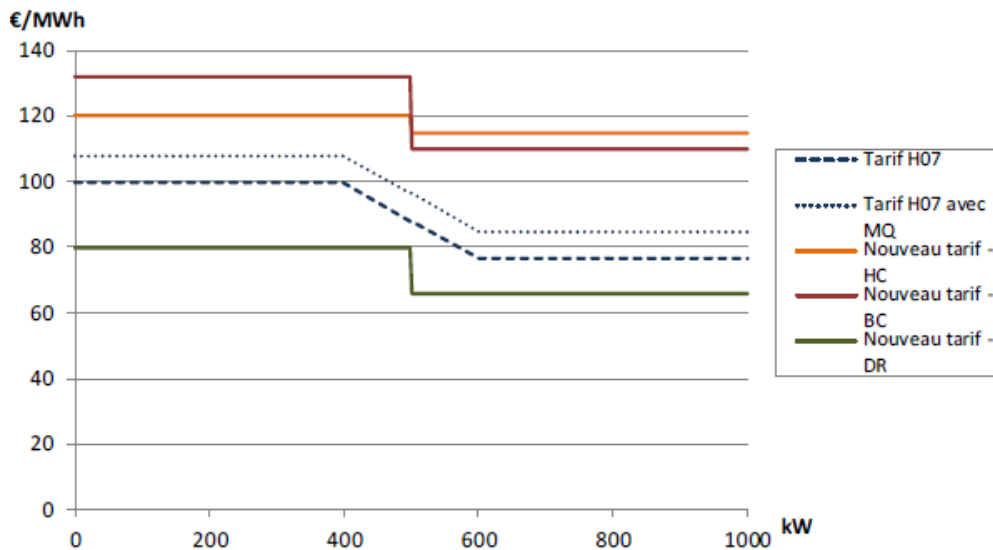


Figure 92 - Tarifs d'obligation d'achat en vigueur en 2016 avant les appels d'offres (source : CRE)

A l'issue de l'appel d'offres, 29 MW ont été désignés lauréats et les compléments de rémunération sont compris entre 93 et 160 €/MWh, avec un tarif moyen de 114,2 €/MWh, tous lots confondus. L'intervalle des tarifs est donc différent, mais la moyenne semble s'approcher des valeurs des tarifs en vigueur.

On présente ci-dessous les puissances hydrauliques installées chaque année et on observe que les 29 MW sélectionnés correspondent à l'ordre de grandeur de la puissance d'installation d'une année de la dernière décennie.

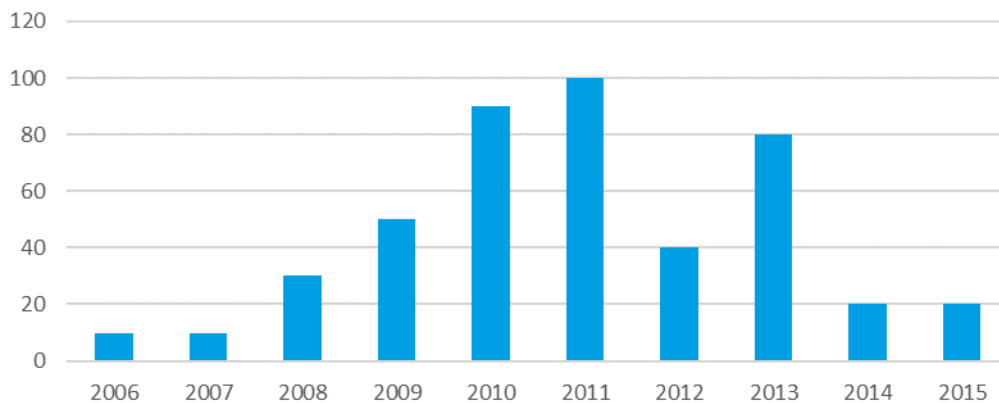


Figure 93 - Puissance hydraulique installée chaque année entre 2006 et 2015 (MW)

La mise en place de cet appel d'offres ne semble pas avoir significativement impacté les capacités et les aides nécessaires à la filière hydraulique, à condition que les installations lauréates soient finalisées. Pour rappel, un appel d'offres (non évalué dans ce rapport) sur l'hydroélectricité pour 35 MW / an sur trois ans a été lancé en 2017.

## 4.2 Pour toutes les technologies dans lesquelles des appels d'offres ont été organisés avant 2016 (PV, biomasse), quel a été l'impact du nouveau concept d'appel d'offres ?

### Solaire photovoltaïque

Les deux appels d'offres « solaire sur bâtiment » et « solaire au sol » peuvent être considérés comme faisant partie du quatrième paquet d'appels d'offres lancé par le Ministère de la transition écologique et solidaire via la Commission de Régulation de l'Énergie. L'appel d'offres mixte est totalement nouveau en France et est analysé plus en détail dans la partie 9 (il n'est pas considéré ici).

Le tableau ci-dessous récapitule dans les grandes lignes les appels d'offres solaires au sol et sur bâtiment.

Numéro d'appel d'offres	Années	Puissance	Puissance appelée	Type d'installations concernées
<b>1</b>	2011-2012	100 - 250 kWc	300 MW	Sur bâtiment
<b>1</b>	2011-2012	> 250 kWc	450 MW	Au sol (normal, solaire thermodynamique, avec suiveurs solaires, avec stockage, à concentration solaire) Ombrières de parking Sur bâtiment (normal, avec stockage)
<b>2</b>	2013-2014	100 - 250 kWc	120 MW	Sur bâtiment
<b>2</b>	2013-2014	> 250 kWc	400 MW	Au sol (solaire thermodynamique, avec suiveurs solaires, à concentration solaire), Ombrières de parking, Sur bâtiment
<b>3</b>	2015	100 - 250 kWc	240 MW	Ombrières de parking, Sur bâtiment
<b>3</b>	2015	> 250 kWc	800 MW	Sur bâtiment, au sol, ombrières de parking
<b>4</b>	2016-2020	> 500kWc	3920 MW	Au sol, Ombrières de parking
<b>4</b>	2016-2020	> 100kWc	2075 MW	Sur bâtiment

Outre la nouvelle division des types d'installations dans le nouveau dispositif d'appel d'offres (les mélanges ont toujours été présents), la principale différence entre les appels d'offres 4 et ses prédécesseurs est la mise en place du complément de rémunération (CR) pour les installations de plus de 500 kWc à la place de l'obligation d'achat (OA) historique.

Au vu de la plus grande contrainte pour les porteurs de projets induite par ce dispositif, comparé aux tarifs d'achats, il est pertinent de regarder le taux de participation (puissance candidate ou puissance admissible selon les disponibilités des données, divisée par la puissance appelée) entre les divers appels d'offres. La figure ci-dessous donne ces taux, dans la limite des informations disponibles pour les anciens appels d'offres. Pour la 3<sup>e</sup> famille d'appels d'offres, seul le taux d'installation au-dessus de 250 kWc est affiché, sachant que ces installations sont majoritaires devant celles sous 250 kWc qui ne représentent que 120 MW.

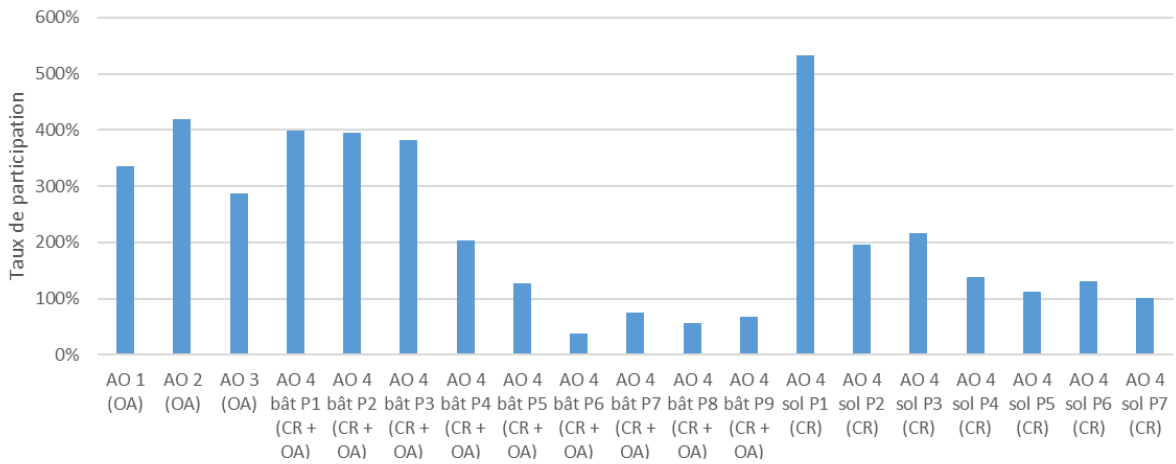


Figure 94 - Taux de participation des différents appels d'offres solaires en France

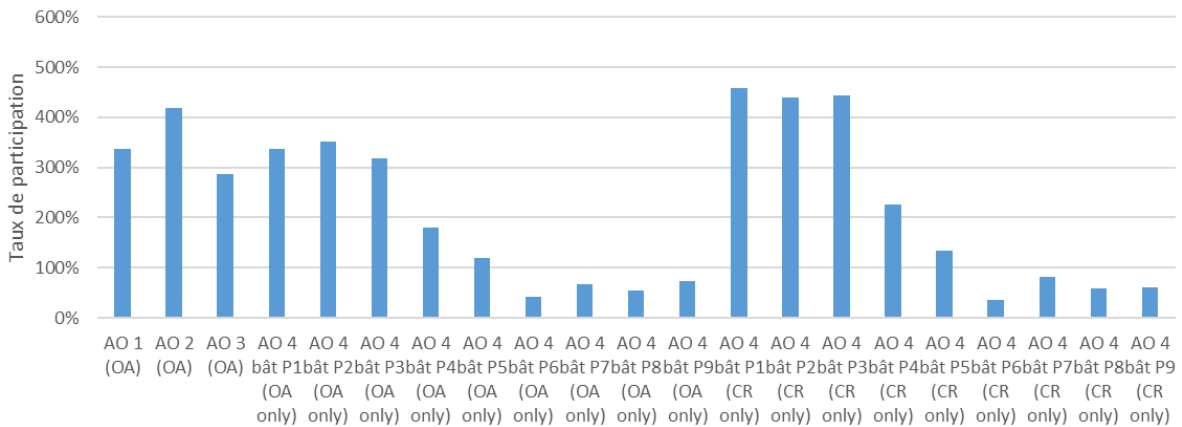


Figure 95 - Taux de participation des différentes familles de l'appel d'offres solaire sur bâtiment

Cette figure montre que les taux de participation sont irréguliers et diminuent très significativement sur les dernières périodes de la 4<sup>e</sup> famille d'appels d'offres. Toutefois, la participation pour les familles sous obligation d'achat diminue similairement à la participation pour la famille sous complément de rémunération dans le cas du solaire sur bâtiment, et les taux de participation pour les premières périodes des appels d'offres 4 sont similaires à ceux des appels d'offres 1 à 3. Par conséquent, le passage au complément de rémunération ne semble pas avoir en lui-même fait baisser la participation aux appels d'offres, la cause étant plutôt liée à d'autres facteurs (baisse des marges, épuisement des bons sites, augmentation des puissances appelées).

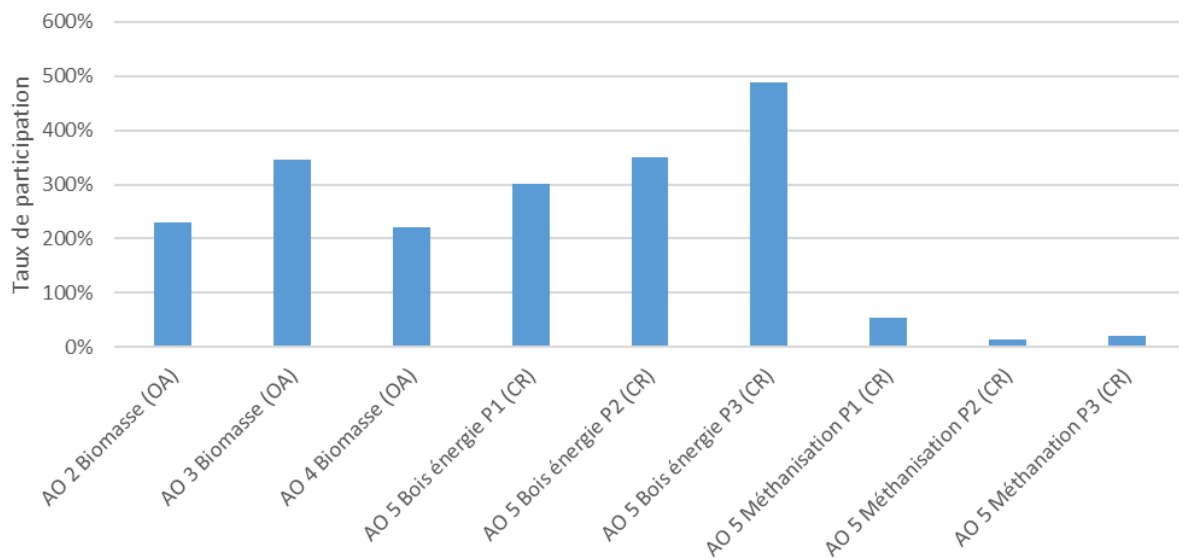


## Biomasse

Le ministère chargé de l'énergie a déjà conduit quatre appels d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de la combustion de biomasse entre 2003 et 2011. Le premier différenciait le biogaz mais les trois suivantes l'aggloméraient dans le terme biomasse au sens du code de l'énergie, à l'exclusion de la fraction organique des déchets (appel d'offres biomasse 2). Celui étudié dans ce rapport (appel d'offres biomasse 5) fait la distinction entre bois-énergie et biogaz issus de la méthanisation de matière végétale brute et de déchets non dangereux.

Numéro de l'appel d'offres biomasse	Année de lancement	Puissance appelée	Type d'installations concernées
1	2003	250 MW	Biomasse (200 MW), Biogaz (50 MW)
2	2006	300 MW	Biomasse en général
3	2009	250 MW	Biomasse en général
4	2010	200 MW (420 MW retenus au final)	Biomasse en général
5	2016	180 MW	Biomasse (150 MW), Méthanisation (30 MW)

Les taux de participation en puissance sont les suivants (le taux de participation de l'appel d'offres 4 étant calculé avec la puissance appelée initialement) :



**Figure 96 - Taux de participation des différents appels d'offres d'électricité à partir de biomasse en France**

Les taux de participation entre les anciens et le nouvel appel d'offres sont comparables pour la famille bois-énergie, le passage au complément de rémunération ne semble donc pas avoir impacté la participation.

Pour la méthanisation, la participation est très basse, les informations pour comparer cette participation manquent et il n'est pas possible à ce stade de savoir si cette faible participation est corrélée au complément de rémunération.

## 5 Proportionnalité

### 5.1 Le niveau de l'aide était-il proportionné ?

D'après le point (69) des lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, une aide à l'environnement ou à l'énergie est considérée comme proportionnée si son montant par bénéficiaire se limite au minimum nécessaire pour atteindre l'objectif fixé en matière de protection de l'environnement ou d'énergie.

Dans cette partie sont calculés des taux de rentabilité interne (TRI). Deux intervalles sont donnés : celui du TRI lié au tarif moyen des projets concernés, et celui du TRI du projet ayant le tarif le plus haut. Les différents bonus (mécanismes participatifs et autres) sont inclus dans les tarifs donnés. L'appréciation de ces TRI permet de quantifier, selon les technologies, la proportionnalité de l'aide.

Les temps de fonctionnement pleine puissance considérés sont ceux décrits en 1.1 afin de faire correspondre le montant des aides aux TRI attendus. Ainsi, les TRI représentés sont estimés et visent à donner un TRI moyen et un TRI maximal des projets, sur la base des estimations déjà faites sur leurs disponibilités, et en rajoutant des hypothèses sur leurs coûts.

Sauf contre-indication, les coûts indiqués ici sont pris dans le document « Coûts des énergies renouvelables » en France, édition 2020, plus approprié tant par la découpe technologique disponible que par la plus grande adéquation chronologique des informations recherchées que l'édition de 2016 utilisée dans la précédente mouture de ce rapport (les coûts de 2016 datant pour l'évaluation de ces appels d'offres dont les projets sont construits entre 2017 et 2022).

Pour toutes les installations, le TRI est calculé implicitement à partir de la formule :

$$Tarif = \frac{I_0 + (M + F * H.e.p.p) * \sum_{i=1}^N \frac{1}{(1 + TRI)^i}}{H.e.p.p * \sum_{i=1}^N \frac{1}{(1 + TRI)^i}}$$

Où :

*Tarif* [€/MWh] est le tarif d'achat considéré (moyen ou maximal) de l'électricité (à l'exception du bois énergie où la génération de chaleur est considérée).

*I<sub>0</sub>* [€/MW] est l'investissement initial de l'installation.

*M* [€/MW/an] est le coût d'exploitation et de maintenance annuel, parfois exprimé en [€/MWh] et alors multiplié par *H.e.p.p*.

*F* [€/MWh] est le coût de l'éventuel combustible (nul pour l'éolien, le solaire et l'hydroélectricité).

*H.e.p.p* [h/an] est le temps d'équivalent pleine puissance de l'installation.

*N* [an] est la durée de support de l'installation (toujours 20 ans dans le cadre de rapport) suivant les schémas classiques d'investissement qui la préfèrent à la durée de vie et négligent la valeur résiduelle d'une production éventuelle se déroulant après la fin du contrat de complément de rémunération.

## Solaire au sol

Comme dans le document ADEME, le découpage est ici fait par puissance. Les familles 1, 2 et les lauréats solaires de l'appel d'offres mixtes sont mélangés, et la somme des puissances correspondantes aux catégories de puissance ADEME ainsi que les tarifs moyens et maximum sont retranscrits.

Projets regroupés	Unité	Famille 1 – 5 à 30 MWc et Famille 2 – 0.5 à 5 MWc et Appel d'offres mixte – Lauréats solaires			Famille 3 – Ombrières 0.5 à 10 MWc
		0.5 à 2.5 MWc - Sol (12)	2.5 à 10 MWc - Sol (12)	10 à 30 MWc - Sol (12)	0.5 à 2.5 MWc - Ombrières (9)
<b>Technologie de référence ADEME (Tableau source)</b>	-				
<b>Investissement</b>	€/kW	895	860	740	1240
<b>Coûts d'exploitation et de maintenance fixes</b>	€/kW/an	26.9	23.6	20.3	28.9
<b>Temps de fonctionnement pleine puissance</b>	h.eq.p.p/an	1174	1174	1174	1174
<b>Lauréats correspondants</b>	Nombre de lauréats / MW	46 / 83.1	284 / 1236.2	203 / 3045.7 (NB : tous les lauréats > 10 MWc ici)	132 / 475.8 (NB : tous les lauréats > 0.5 MWc ici)
<b>Tarif de rachat moyen électrique</b>	€/MWh	68.7	67	58.5	93
<b>Tarif de rachat max</b>	€/MWh	81	81	74.9	111.9
<b>TRI du tarif moyen</b>	%	1.8	2.5	2.7	2.6
<b>TRI du tarif maximal</b>	%	4.4	5.4	6.6	5.3

Les TRI moyens estimés sont autour de 2%, tandis que les TRI maximaux sont autour de 5%. L'hypothèse de disponibilité (de 1174 h.e.p.p) homogénéisant la production attendue, les TRIs maximaux des projets réels peuvent être plus élevés. Dans ce cas, cette disponibilité est cohérente à la fourchette de l'ADEME qui prévoit une disponibilité entre 999 h.e.p.p (installations au Nord de la France) et 1454 h.e.p.p (installations au Sud de la France).

## Solaire sur bâtiment

Projets regroupés	Unité	Famille 1 – 100 à 500 kWc	Famille 2 – 0.5 à 8 MWc
<b>Technologie de référence ADEME (Tableau source)</b>	-	100 à 500 kW – Toitures (9)	0,5 à 2,5 MWc – Toitures (9)
<b>Investissement</b>	€/kW	1190	1080
<b>Coûts d'exploitation et de maintenance fixes</b>	€/kW/an	24,7	23,1
<b>Temps de fonctionnement pleine puissance</b>	h.eq.p.p/an	1174	1174
<b>Lauréats correspondants</b>	Nombre de lauréats/MW	2616 / 731,3	321 / 758,7
<b>Tarif de rachat moyen électrique</b>	€/MWh	94,8	85,4
<b>Tarif de rachat max</b>	€/MWh	120,0	110,0
<b>TRI du tarif moyen</b>	%	3,9%	3,7%
<b>TRI du tarif maximal</b>	%	7,4%	7,5%

Cette fois, les TRI moyens sont autour de 3.5%, tandis que les TRI maximaux sont à 7%. L'hypothèse de disponibilité (de 1174 h.e.p.p) homogénéisant la production attendue, les TRI maximaux des projets réels peuvent être plus élevés. Comme pour le solaire au sol, cette disponibilité est cohérente à la fourchette de l'ADEME qui prévoit une disponibilité entre 999 h.e.p.p (installations au Nord de la France) et 1454 h.e.p.p (installations au Sud de la France).

Ces chiffres de TRI sont proches des chiffres produits dans le rapport de la CRE « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale » paru en mars 2019 et utilisant des données plus détaillées par projets. Dans ce rapport l'analyse n'est pas menée par période, mais la tendance baissière des TRI observée par la CRE sur les 4 premières périodes serait également observée, le TRI étant directement lié au tarif de référence (qui diminue sur les 4 premières périodes) dans nos approximations.

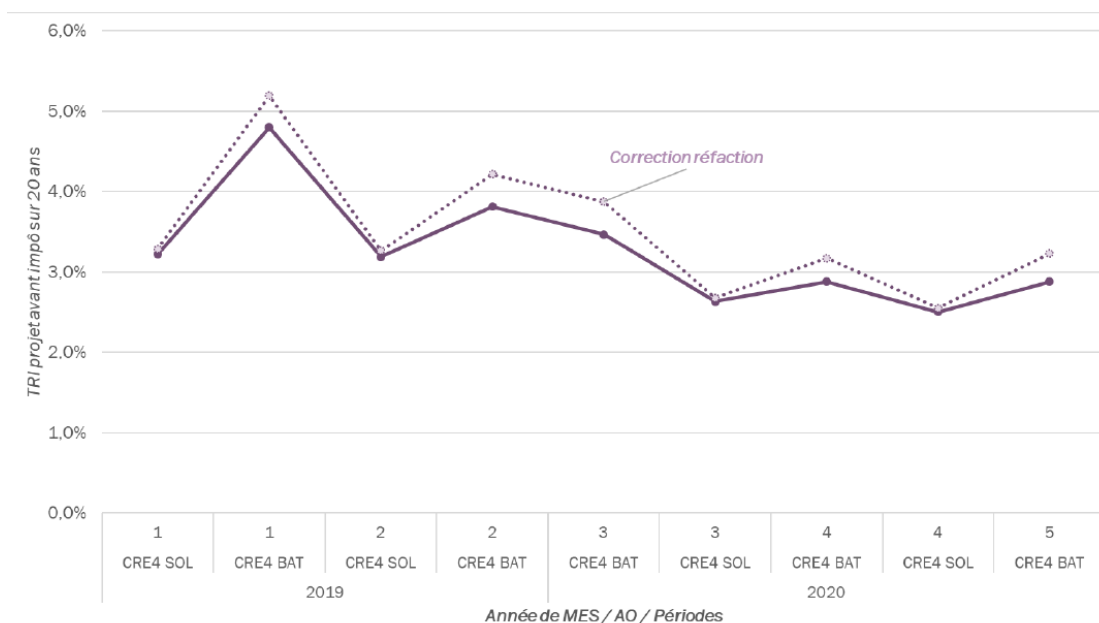


Figure 97 - TRI moyen des premières périodes des appels d'offres solaires, source CRE, *Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale*

Projets regroupés	Unité	Eolien	
Technologie de référence ADEME (Tableau source)	-	LCOE de l'éolien terrestre (15)	
Investissement	€/kW	1400 / 1620	
Coûts d'exploitation et de maintenance fixes	€/kW/an	45 / 50	
Lauréats correspondants	Nombre de lauréats / MW	100 / 2371	
Tarif de rachat moyen électrique	€/MWh	64,8	
Tarif de rachat max	€/MWh	74	
Temps de fonctionnement pleine puissance	h.eq.p.p/an	1777 (hypothèse prise dans ce rapport)	2190 – 2628 (estimations dans les LCOE 2020 ADEME)
TRI du tarif moyen	%	-2% / -0%	1,2% / 6,3 %
TRI du tarif maximal	%	- 0,1% / 2,1 %	3,3% / 8,6 %

Dans le cas de l'éolien, la disponibilité choisie dans ce rapport étant faible comparée aux disponibilités attendues par le rapport ADEME, celles-ci sont indiquées à titre comparatif. Pour la disponibilité prise dans ce rapport, l'éolien voit des TRI bas. Avec les disponibilités estimées dans le document de l'ADEME, les TRI redeviennent positifs, et atteignent des niveaux comparables aux installations solaires, avec une incertitude plus grande.

## Bois énergie

La mouture 2020 des LCOE de l'ADEME ne contenant pas d'information sur la cogénération biomasse, les coûts de la version de 2016 sont pris pour cette sous-catégorie d'appel d'offres.

Projets		Bois énergie < 3 MW		Bois énergie > 3 MW	
Rendement global (électrique + chaleur)	%	85%		81%	
Rendement électrique	%	18%		13%	
Lauréats correspondants	Nombre de lauréats / MW	25 / 37,7		10 / 169,6	
Temps de fonctionnement pleine puissance	h.eq.p.p/an	7469		6315	
Tarif de rachat moyen électrique	€/MWh el	135,1		113,4	
Tarif de rachat max	€/MWh el	180		135,4	
Usage ADEME (version 2016)	-	Cogénération Industrie (ORC)	Cogénération Réseau de chaleur (ORC)	Cogénération Industrie (vapeur)	Cogénération Réseau de chaleur (vapeur)
Investissement	€/kW el	5000 / 6000	5500 / 6500	2500 / 5000	3000 / 5500
Investissement (avec prise en compte chaleur)	€/kW utile	1059 / 1271	1165 / 1376	401 / 802	481 / 883

<b>Coûts d'exploitation variables et coûts du combustible</b>	€/MWh utile	40 / 50	45 / 55	40 / 50	45 / 55
<b>Tarif de rachat moyen chaleur</b>	€/MWh th	55	68,3	55	68,3
<b>Tarif de rachat moyen utile</b>	€/MWh utile	72,0	82,4	64,2	75,4
<b>Tarif de rachat max utile</b>	€/MWh utile	81,5	92	67,9	79,1
<b>TRI du tarif moyen</b>	%	11.4% / 22.1%	13.8% / 23.7%	9.3% / 38.0%	13.4% / 39.8%
<b>TRI du tarif maximal</b>	%	17.8% / 29.1%	19.5% / 30.0%	12.8% / 43.9%	16.4% / 44.7%

Ici la distinction a été faite entre les lauréats sous 3 MWe et ceux au-dessus de 3 MWe, y compris concernant la répartition des rendements électricité/chaleur. Les coûts de la chaleur sont ceux présentés en 2.1. Les TRI pour cette famille sont élevés, avec une marge d'incertitude importante pour les installations au-dessus de 3MWe, du fait de la structure des coûts qui peut fortement varier en fonction des caractéristiques locales.

Comme en 2.1, cette assertion est nuancée par le fait que les revenus de chaleur considérés peuvent prendre en compte les coûts du réseau de chaleur.

## Méthanisation

Projets	Unité	Méthanisation	
<b>Lauréats correspondants</b>	Nombre de lauréats / MW	4 / 6,47	
<b>Temps de fonctionnement pleine puissance</b>	h.eq.p.p/an	8078	
<b>Tarif de rachat moyen électrique</b>	€/MWh	215,9	
<b>Tarif de rachat max</b>	€/MWh	235	
<b>Technologie de référence ADEME</b>	-	A la ferme	Centralisée
<b>Investissement</b>	€/kW électrique	6700 / 10000	6600 / 8700
<b>Coûts d'exploitation et de maintenance variables et du combustible</b>	€/MWh	89	196
<b>Coefficient de réfaction</b>	-	0,9	0,56
<b>TRI du tarif moyen</b>	%	10.6% / 17.5%	16.8% / 22.8%
<b>TRI du tarif maximal</b>	%	12.6% / 20.2%	20.2% / 27.1%

Ici seule la valorisation électrique a été prise en compte, les coûts d'investissements étant multipliés par un coefficient de réfaction (suivant la méthodologie des LCOE de l'ADEME 2020) représentant la part des coûts liés à la revente d'électricité, ces installations ayant d'autres sources de rémunération comme le traitement des déchets. Les TRI sont élevés pour cette famille, encore plus que dans la précédente version de ce rapport, en particulier pour les installations centralisées, en raison de la prise en compte de ce coefficient de réfaction. Ce résultat peut être relié au manque de concurrence dans cet appel d'offres.

Ce résultat est nuancé par le bonus d'effluents d'élevage qui augmente de 32 €/MWh le tarif moyen sur l'ensemble des projets, alors que les coûts associés ne sont pas nécessairement pris en compte dans les coûts 2020 de l'ADEME. Sans prendre en compte les effluents d'élevage, les TRI sont moins élevés, mais restent important.

Projets	Unité	Méthanisation (sans bonus d'effluents d'élevage)	
		A la ferme	Centralisée
Tarif de rachat moyen électrique	€/MWh	184,3	
Tarif de rachat max	€/MWh	189,5	
Technologie de référence ADEME	-	A la ferme	Centralisée
TRI du tarif moyen	%	6.9% / 12.7%	10.8% / 15.4%
TRI du tarif maximal	%	7.5% / 13.5%	11.8% / 16.6%

## Hydroélectricité

Pour cet appel d'offres, le rapport de du JRC de 2014 « Energy Technology Reference Indicator - Projections for 2010-2050 » a rajouté comme source de coûts. Les coûts de l'année 2020 ont été utilisés, et sont en €2013, sans être actualisés.

Projets regroupés	Unité	Tous lauréats	Lauréats < 1 MW	Lauréats ≥ 1 MW
Lauréats correspondants	Nombre de lauréats / MW	20 / 29	8 / 3	12 / 26
Temps de fonctionnement pleine puissance	h.eq.p.p/ an	3275		
Tarif de rachat moyen électrique	€/MWh	114,2	141,5	111,0
Tarif de rachat max	€/MWh	160	160	136
Source	-	JRC - Fil de l'eau en 2020	ADEME 2020 – Centrales < 1 MW	ADEME 2020 – Centrales ≥ 1 MW
Investissement	€/kW	8150 / 2540	4830 / 3040	3020 / 1960
Coûts d'exploitation et de maintenance fixes	€/kW/an	122,25 / 38,1 (1,5% de l'investissement)	210	90
Coûts d'exploitation et de maintenance variables	€/MWh	5	0	0
TRI du tarif moyen	%	-4.7% / 11%	0.5% / 5.5%	6.5% / 12.7%
TRI du tarif maximal	%	-0.5% / 17.8%	2.6% / 8.2%	10.0% / 17.4%

Pour les projets hydroélectriques, les coûts d'investissement et d'exploitation étant très variables, la disparité des TRI est importante. Il faut aussi noter que la durée de support est de 20 ans ici (le TRI est calculé sur la base de cette durée), quand pour cette famille la durée de vie est estimée dans le rapport du JRC à 60 ans, et 50 ans pour l'ADEME.

## 5.2 L'aide a-t-elle été adaptée en temps et de manière appropriée pour assurer la proportionnalité ? Les prix les plus élevés ont-ils contribué à la proportionnalité ?

L'aide est accordée après la mise en service, lors de la revente d'électricité et ce pour 20 ans. Les mécanismes de prévention des retards décrits en 1.7 permettent d'éviter que le lauréat retarde à dessein sa mise en service pour profiter des baisses de coût et augmenter sa marge.

Cela étant, le délai entre le dépôt de candidature et le début de la construction du projet peut représenter plusieurs mois. Vu la baisse extrêmement rapide des coûts du solaire à l'heure actuelle (voir 4), la proportionnalité peut finalement être moins bien assurée, étant donné que les porteurs de projets vont payer leur installation moins chère qu'initialement prévu. Cette baisse des coûts peut néanmoins être internalisée par les candidats dans leur offre afin d'être compétitif.

En revanche, la répartition temporelle des différentes périodes (1 an entre chaque appel d'offres biomasse, 6 mois (initialement) pour l'éolien, entre 3 et 5 mois pour les appels d'offres solaires) a permis de prendre en compte les gains d'apprentissage et les baisses de CAPEX, en particulier pour le solaire (voir 4) pour le moment.

Pour les appels d'offres solaires, les prix les plus élevés sont ceux des premières périodes, à un moment où les coûts étaient eux-mêmes élevés. Ces prix peuvent être considérés comme proportionnels (voir 4). Pour les autres appels d'offres, les prix élevés sont issus des disparités de l'offre, et contribuent à la proportionnalité dans le sens où ils sont nécessaires pour atteindre la puissance appelée.

Dans les derniers appels d'offres solaires sur bâtiment, les faibles souscriptions entraînant des tarifs moyens plus élevés, la proportionnalité est moins susceptible d'être respectée. Cela dit, les analyses sur les tarifs maximaux montrent que les TRI maximaux restent limités pour cette famille.

## 5.3 Comment l'intensité de la compétition a-t-elle évolué ou s'est-elle différenciée dans les différentes étapes des sélections ?

Cette question est en partie traitée dans les sections 1.2 (pour la participation), 2.3.1 (pour l'influence des courbes d'offres) et 4 (pour la différence des tarifs proposés). Sur les appels d'offres solaires, une baisse des tarifs est constatée au détriment d'une baisse de la participation, qui mène à une sous-souscription sur les dernières périodes. Sur l'appel d'offres éolien, après une période 2 sous-souscrite pour des raisons administratives, la compétition a retrouvé son niveau initial sur les dernières périodes. Sur la méthanisation et l'hydroélectricité, le faible nombre de candidats ne permet pas d'analyse de la compétition et la compétition est stable sur la famille bois énergie de l'appel d'offres biomasse.

Dans cette partie sont donnés en plus les HHI calculés à partir de la puissance lauréate pour les périodes et les familles des différents appels d'offres, afin d'identifier des situations où les gros intervenants gagneraient tout, où la compétition est dominée par un ou plusieurs acteurs majeurs ou si au contraire la compétition permet la cohabitation de beaucoup d'indépendants.

Les projets dont l'entreprise n'a pas été identifiée sont comptés comme appartenant à une entreprise individuelle. L'erreur que cela peut entraîner par agglomération de projets est minime, les projets inconnus représentant une petite part des lauréats et n'étant pas a priori rattachés à l'un des grands candidats (qui sont plus aisément identifiables). Enfin, la construction de l'indicateur surpondérant les grosses entreprises, la prise en compte des petits groupes n'a que peu d'influence sur le HHI. Quelques différences liées à cette nouvelle prise en compte et à des regroupements différents sont présentes par rapport à la précédente version de l'évaluation (en particulier pour la période 2 éolienne et l'appel d'offres mixte), aucune d'entre elle n'étant significative.



## Général

Le HHI de l'ensemble des projets évalués est de 384.

Les HHI, toutes familles confondues et toutes périodes confondues sont les suivants :

	Solaire sol	Solaire bâtiment	Eolien	Mix solaire + Eolien	Biomasse	Hydro - électricité
HHI	735	208	623	1721	1167	3117

## Solaire au sol

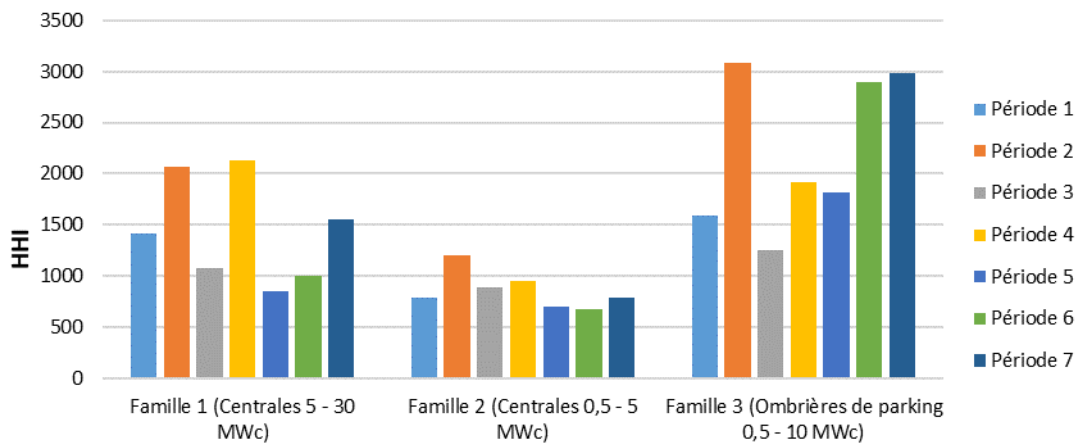


Figure 98 - Evolution du HHI des lauréats, solaire au sol

Ce graphique révèle que le marché est le plus réparti pour les petites centrales au sol (Famille 2 : HHI total de 601), un peu moins pour les centrales au sol de grande puissance (Famille 1 : HHI total de 807) et encore moins pour les ombrières (Famille 3 : HHI total de 1422).

Les périodes 2 et 4 sont plus concentrées car elles correspondent à un gain important de puissance pour Engie et ses filiales, qui remportent beaucoup de puissance toutes les deux périodes. En particulier, l'acquisition du Groupe Langa en 2018 par Engie augmente sa part de marché en période 2.

Sur les dernières périodes de la famille 3, Urbasolar, Engie et Total sont très dominants, ce qui explique les HHI élevés.

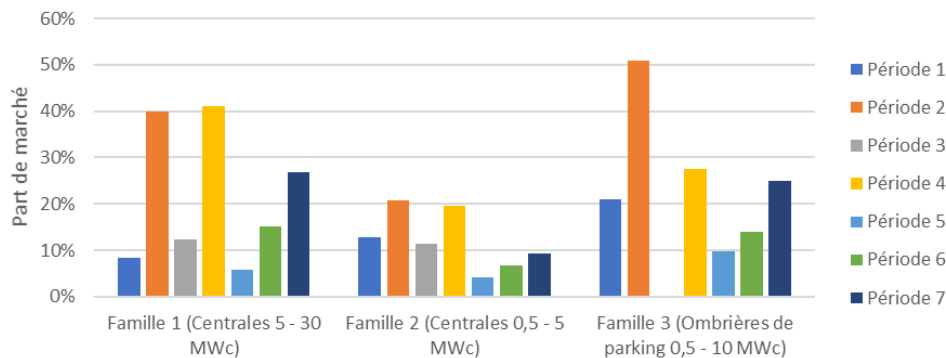


Figure 99 - Parts de marché d'Engie pour chaque période et chaque famille, appel d'offres solaire au sol

## Solaire sur bâtiment

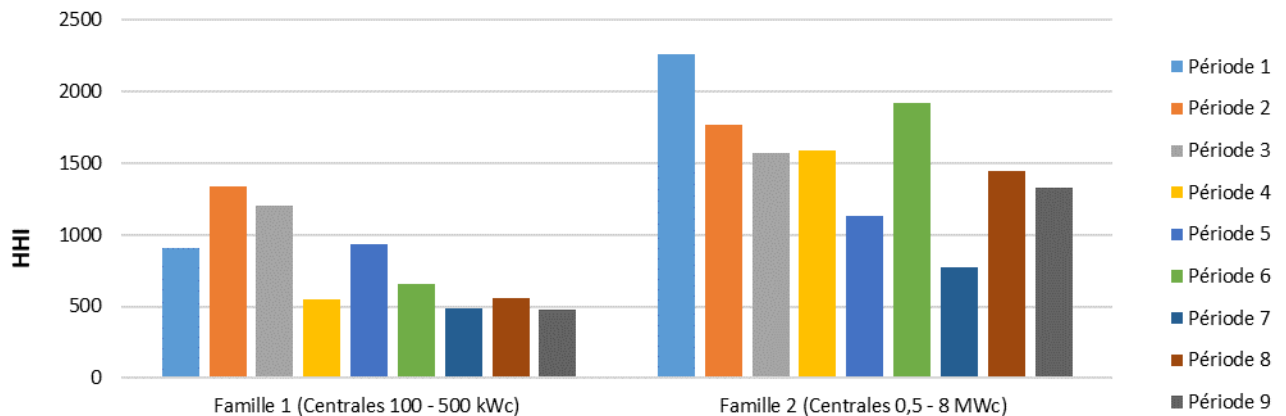


Figure 100 - Evolution du HHI des lauréats, solaire sur bâtiment

La famille 1 reste très compétitive (HHI 376 en mélangeant les périodes) par rapport à la famille 2 (HHI 725 en mélangeant les périodes). La tendance est à la baisse du HHI ce qui traduit un plus grand nombre d'acteur sur ce marché au fil du temps, malgré les sous-souscriptions.

## Mix éolien solaire

Le HHI des lauréats de cet appel d'offres est de 1721 et se situe donc dans les ordres de grandeur vus pour l'appel d'offres solaire au sol, famille 1 (centrales entre 5 et 30 MW).

## Eolien

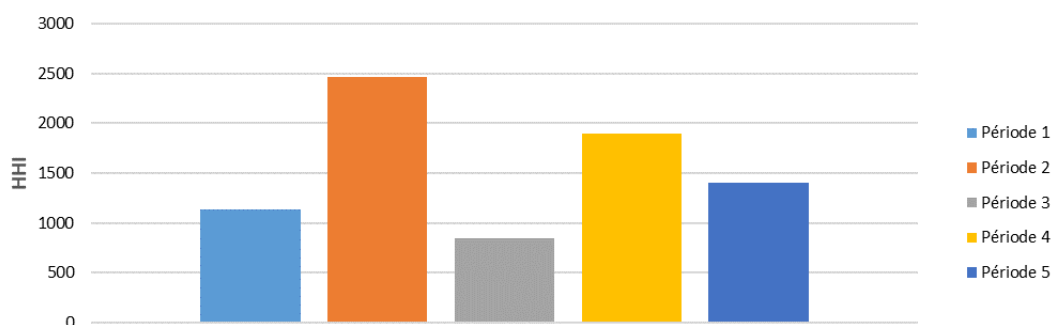
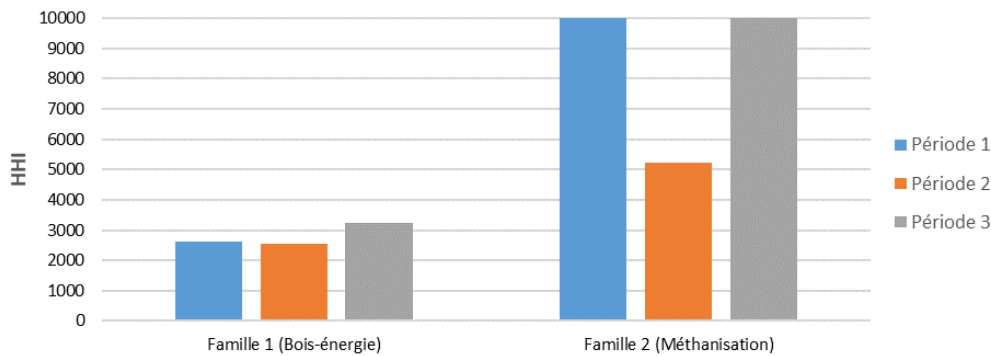


Figure 101 - HHI des lauréats éoliens

Le HHI est assez important pour la période deux, ce qui est relié au faible nombre de candidats. Ici la combinaison des périodes donne un HHI plus faible de 623, traduisant un marché ouvert dans l'ensemble. La taille importante des projets joue également sur le HHI, les lauréats étant peu nombreux au regard des puissances appelées.

## Biomasse



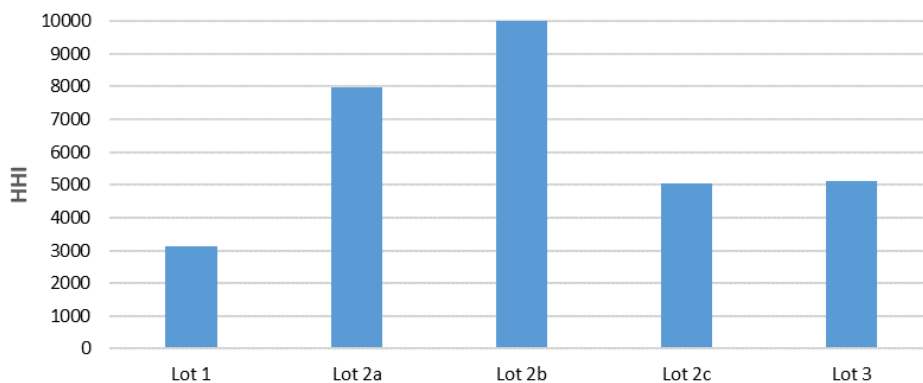
**Figure 102 - Evolution du HHI des lauréats, biomasse**

Les HHI de cet appel d'offres sont très élevés vu le petit nombre de candidats (un HHI sur un échantillon de N entreprises est minoré par  $10000/N$ ) et le fait que les grandes installations gagnent une grande partie de la puissance demandée.

Pour la famille bois énergie on constate un HHI stable, principalement lié à la très forte puissance des plus gros projets par rapport à la puissance appelée (25 MW pour les périodes 1 et 2, 37,5 MW pour la période 3). La structure de ces appels d'offres pousse à des candidats importants et explique de fait ces HHI élevés.

Pour la famille méthanisation les HHI trop élevés s'expliquent par un nombre de lauréat étant extrêmement faible (un seul projet lauréat en période 1 et 3). Ces résultats sont indicatifs et ne représentent pas un défaut de marché.

## Hydroélectricité



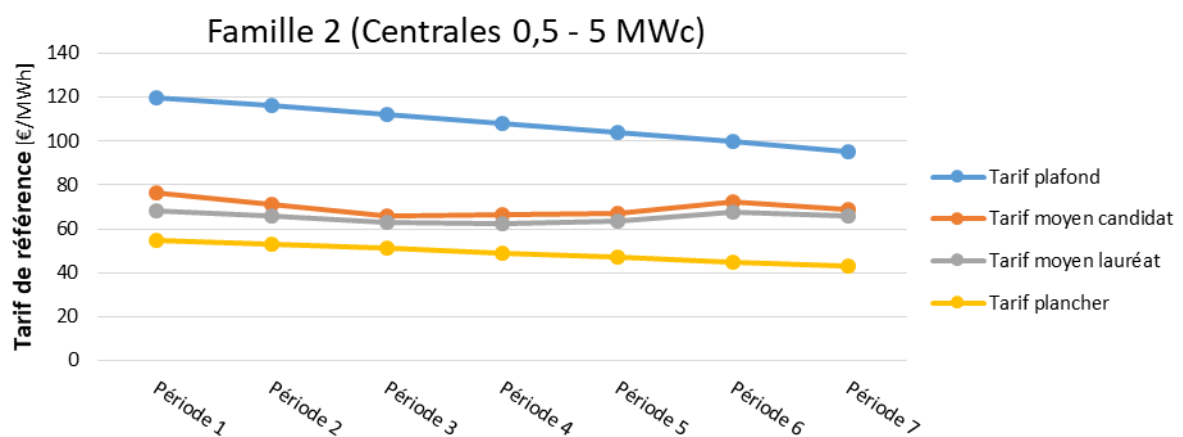
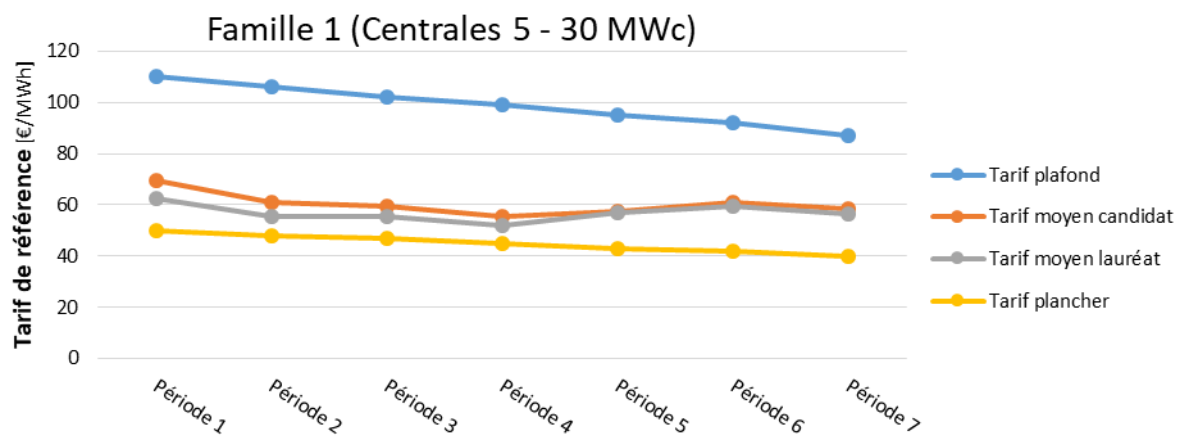
**Figure 103 - HHI des lauréats par famille, hydroélectricité**

S'il n'y a pas d'évolution ici, puisque cet appel d'offres est en une période, les disparités selon les lots sont clairement visibles une fois de plus, à cause des nombres de lauréats très faibles. Pour le lot 2b par exemple, un seul lauréat a été retenu, d'où un HHI de 10000. Vu le faible nombre de lauréats, ces résultats sont indicatifs et ne représentent pas un défaut de marché.

## 5.4 Comment les prix des offres ont-ils évolué ou se sont-ils différenciés au fil du temps dans les différentes étapes des sélections ?

Dans cette section est étudiée l'évolution des tarifs proposés par les lauréats et les candidats, comparés aux prix limites imposés par les appels d'offres. Par souci de lisibilité, l'axe des tarifs ne commence pas toujours à 0. Les graphiques affichés ici sont reliés aux courbes d'offres de la partie 2.3.1 que le lecteur peut visualiser pour avoir une meilleure idée de la répartition des offres candidates. Pour rappel, la note sur le tarif correspond (sauf pour l'hydraulique) à une interpolation linéaire entre un prix élevé donnant la note minimale (et éliminatoire si dépassé) et un prix peu élevé donnant la note maximale.

### Solaire au sol



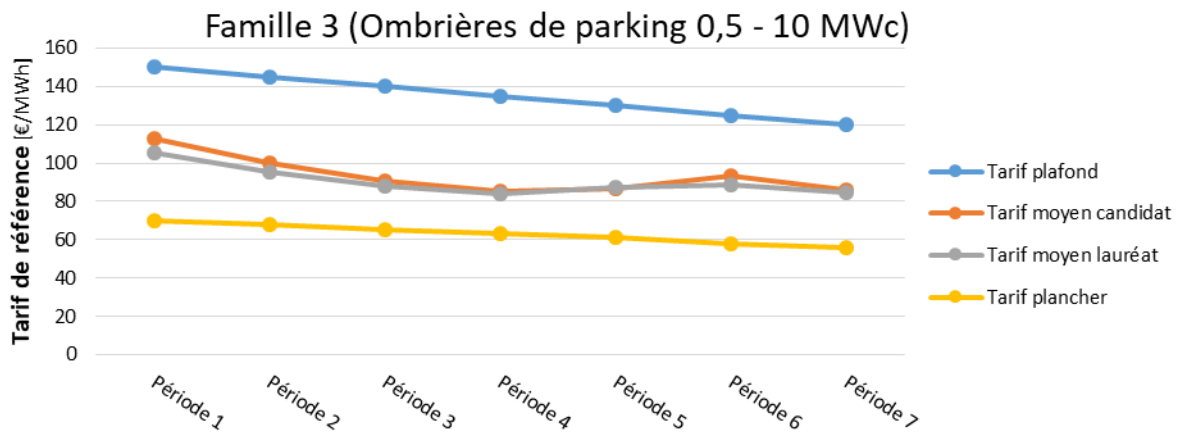
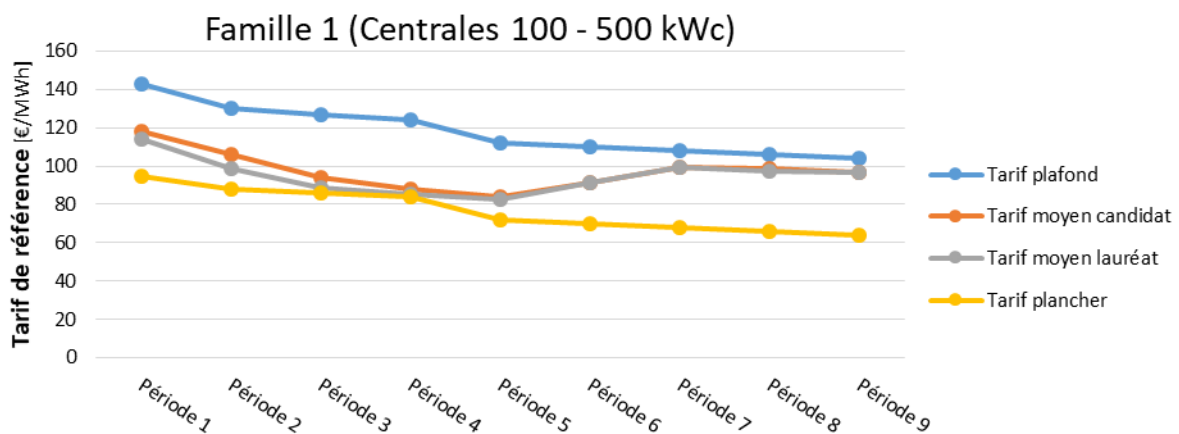


Figure 104 - Evolution des tarifs, solaire au sol

Deux tendances sont observées pour cet appel d'offres, similaires pour les trois familles. Dans un premier temps (correspondant à la précédente version de ce rapport), la compétition est importante, et les tarifs moyens diminuent. A partir de la période 5 toutefois, la compétition diminue, et les tarifs moyens réaugmentent, pour enfin rediminuer entre la période 6 et 7. Cela dit, les sous-souscriptions de la période 7 pour la famille 1 et 3 ne présagent pas une diminution des tarifs significative. Etant donné que le tarif moyen des lauréats reste éloigné du tarif maximal, il n'est pas possible de prédire si la sous-souscription va continuer dans les prochaines périodes.

Au niveau tendanciel, l'évolution des tarifs limites suit l'évolution du tarif des candidats, ce qui peut s'expliquer par la bonne répartition du marché : les mouvements de tarifs sont homogènes, un gros acteur ne contrôlant pas tout le marché. La convergence des tarifs des lauréats et des candidats traduit la diminution du nombre de candidats.

## Solaire sur bâtiment



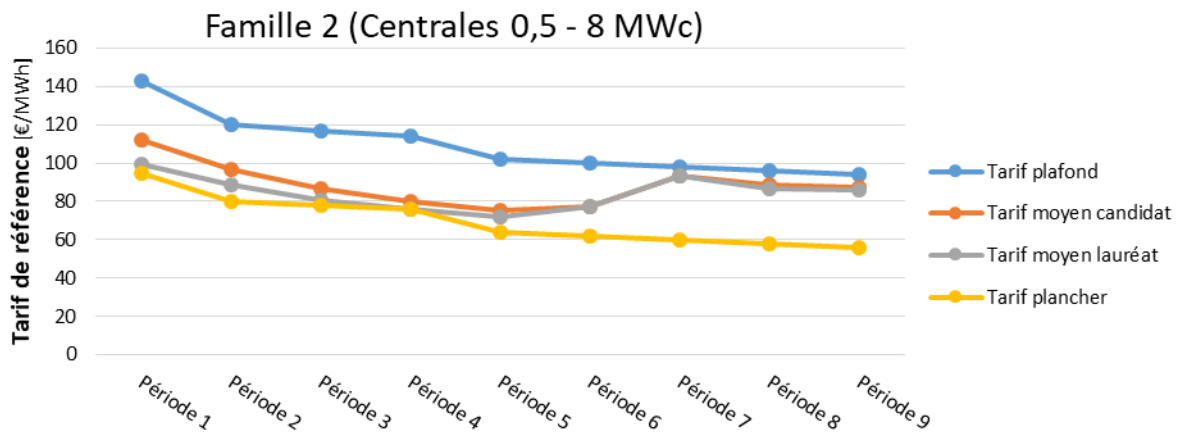


Figure 105 - Evolution des tarifs, solaire sur bâtiment

La tendance est celle observée par le solaire au sol amplifiée (pour les deux familles): en période 1 à 5 la compétition est très forte, ce qui se traduit par une baisse importante des tarifs (qui a nécessité un ajustement des tarifs de notation) au détriment d'une baisse importante du nombre de lauréats. Dans un deuxième temps, à partir de la période 6, les sous-souscriptions et probablement une diminution des sites « faciles » pour le solaire sur bâtiment (par exemple, dans le sud, ou facile d'accès) entraînent un revirement total du tarif moyen, qui passe d'un tarif proche du tarif minimal à un tarif extrêmement proche du tarif maximal.

Ainsi, la baisse de tarif des quatre premières périodes n'était peut-être pas liée seulement à la baisse des coûts de fabrication, mais aussi à une concurrence qui a pu inciter à baisser les prix au-delà du raisonnable (cela pourrait se voir lors de l'analyse des projets concrètement réalisés, non faite dans ce rapport), et à une raréfaction des sites les plus rentables nécessitant un tarif de rachat moins élevé.

Au vu des sous-souscriptions des dernières périodes, et du tarif de notation maximale qui continue de baisser, il est probable que les sous-souscriptions continuent et que les tarifs moyens restent proches du tarif maximal pour cet appel d'offres.

La convergence des tarifs des lauréats et des candidats traduit la diminution du nombre de candidats.

## Mix éolien solaire

Cet appel d'offres n'ayant qu'une période, aucune évolution n'est observée. Cela dit, le tarif moyen des lauréats de 54,9 €/MWh est à comparer avec le tarif moyen des lauréats de la famille 1 de l'appel d'offres solaire au sol qui est à 52,13 €/MWh pour la quatrième période (qui s'est pourtant déroulée avant l'appel d'offres mixte). Une explication pour cette augmentation temporelle du tarif est que les candidats ont relevé leur tarif, pensant être plus en concurrence avec des projets éoliens plus chers, ou que la limitation de puissance maximale d'une installation à 18 MW bloque la baisse des coûts par effet d'échelle (cette limitation était à 30 MW pour la période 4 de l'appel d'offres solaire au sol).

Les tarifs plancher et plafond étaient de 40 et 90 €/MWh pour cet appel d'offres.

## Eolien

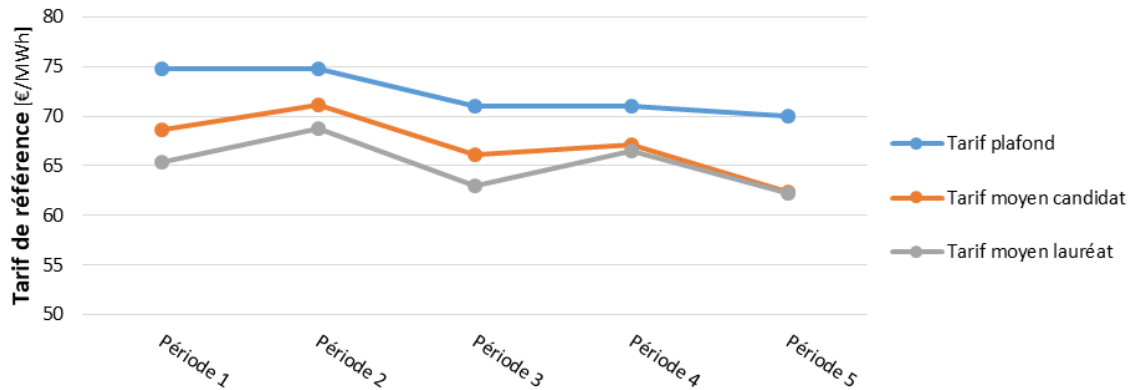


Figure 106 - Evolution des tarifs, éolien

Si la faible souscription de la période 2 se ressent dans l'augmentation du tarif moyen des lauréats, la tendance des tarifs éoliens est à la baisse, même si les variations peuvent être importantes entre les différentes périodes.

## Biomasse

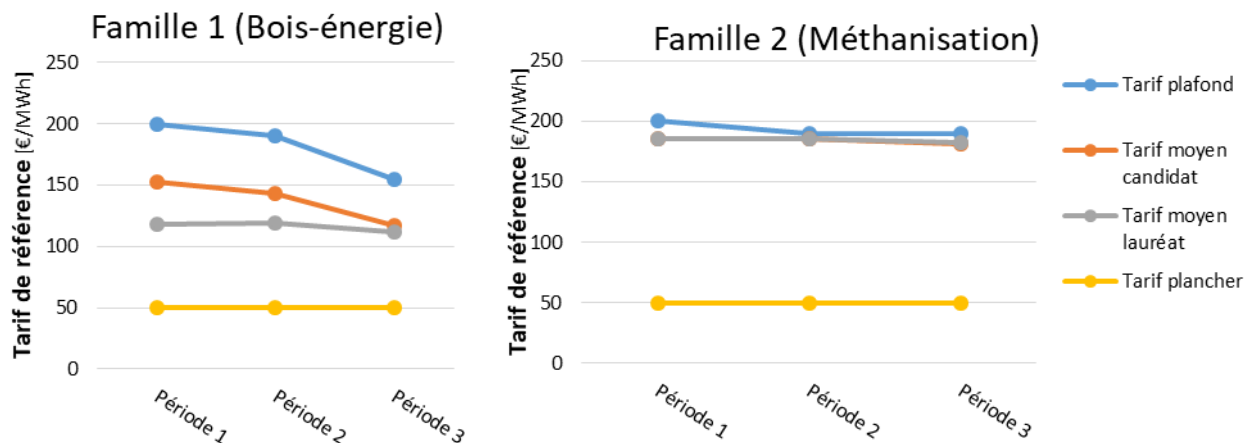


Figure 107 - Evolution des tarifs, biomasse

Sur le bois énergie, la technologie est a priori moins sujette à changement dans les coûts que l'éolien et le solaire, ce qui explique un tarif moyen des lauréats restant au même niveau.

En revanche, pour la méthanisation les candidats sont en très petit nombre et le tarif proposé approche du tarif éliminatoire. Pour cette famille, ce tarif très élevé peut être vu comme le coût technologique à payer pour développer la filière, ou peut-être dû au manque de concurrence qui fait que les quelques promoteurs n'ont pas hésité à proposer un tarif élevé pour profiter du manque de concurrents lors de la sélection, ou au manque d'incitation à valoriser la chaleur. Aucune tendance à l'ouverture ne se manifestant, il semble que la filière n'ait pas réussi à se développer via ces appels d'offres.

Pour la famille bois-énergie, la convergence des tarifs des lauréats et des candidats traduit cette fois un rétrécissement de l'intervalle des tarifs proposés, à la fois lié à la diminution du tarif maximal et possiblement à une meilleure connaissance du marché des acteurs qui ne proposent plus des tarifs qu'ils savent éliminatoires au vu des précédentes périodes. Ces dynamiques sont particulièrement visibles sur les courbes d'offres présentées en 2.2.1.

## Hydroélectricité

Cet appel d'offres n'ayant qu'une période, aucune évolution n'est observée. Une comparaison avec les tarifs précédemment en vigueur est menée en 4.1.

### 5.5 Les soumissionnaires se sont-ils comportés de manière stratégique et quels ont été les effets des offres stratégiques sur l'intensité de la concurrence, le niveau de soutien offert, le taux d'achèvement ?

Ce rapport n'étudie pas les taux d'achèvement des lauréats. On peut identifier quelques soumissionnaires majeurs pour chaque appel d'offres. Les identités des candidats malheureux n'étant pas connues, le taux de réussite des entreprises n'est pas calculé dans ce rapport.

#### Solaire au sol

A l'heure d'écriture de ce rapport, le principal acteur de cet appel d'offres, et du solaire en France en général est **Engie**. Cette société se démarque notamment par les rachats d'entreprises successifs (cf. 1.2) qui lui garantissent la première place. Ainsi, sur les quatre premières périodes, le Groupe Langa a remporté 146 MW, Compagnie du Vent 85 MW, la CNR 70.6 MW et Solaire direct 58 MW, soit en cumulé plus que la maison mère, lauréate de 210 MW (en comptant l'appel d'offres mixte). Aucune synchronisation temporelle n'a été observée par les filiales qui participent à des périodes diverses, ni d'homogénéisation de tarifs entre toutes les installations reliées à Engie. Il n'est pas possible de savoir si les outils de réponse aux appels d'offres sont mis en commun au sein d'Engie et de ses filiales, mais si tel était le cas, cette politique de rachat pourrait avoir un impact sur l'intensité de la concurrence.

L'acteur français historique **EDF** via sa filière renouvelable prend de l'importance en étant à la quatrième place par rapport à la précédente version de ce rapport (il était sixième). Cela dit, sa position est loin d'être majoritaire, il est donc soumis à la même compétition que les autres acteurs malgré son statut historique. Cet acteur devrait théoriquement continuer à prendre en importance dans ces appels d'offres comme en témoigne le plan solaire communiqué à la presse en 2017 et censé se lancer entre 2020 et 2035.

#### Solaire sur bâtiment

Dans cet appel d'offres le premier lauréat est **Amarenco** qui a fusionné avec le Groupe carré (qui avait lui-même emporté 33 MW sur les deux premières périodes). Cet acteur montre une véritable stratégie d'entreprise entre les périodes 2 et 5 puisque ses tarifs sont bien plus regroupés que la moyenne (à l'exception de la première période, ses tarifs sont toujours dans un intervalle de 5 €/MWh), en particulier pour la famille 2 où les prix sont unifiés pour toutes les offres lauréates.



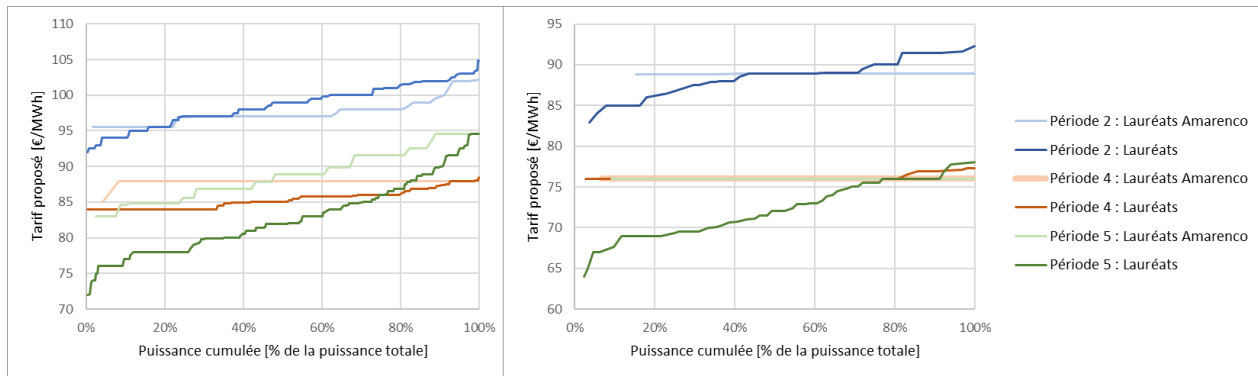


Figure 108 - Courbes d'offres des lauréats en solaire sur bâtiments Amareno/Groupe Carré, famille 1 (gauche) et 2 (droite)

Cela dit, la part de marché du groupe reste suffisamment modeste pour que ce genre de stratégie distorde le marché.

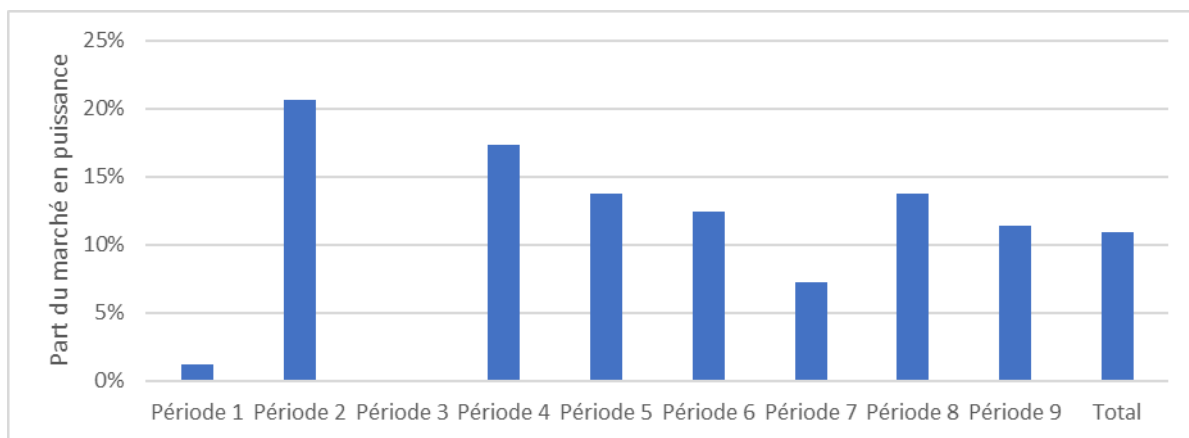


Figure 109 - Part de marché d'Amareno/Groupe Carré sur l'appel d'offres solaire su bâtiment

## Mix éolien solaire

Aucune stratégie n'a été observée pour cet appel d'offres. Les projets éoliens ont proposé des tarifs globalement plus élevés (69.97 €/MWh pour le premier candidat éolien, à comparer au tarif moyen proposé par les lauréats solaires, de 54,94 €/MWh), mais qui restent dans la gamme de prix de appels d'offres éolien.

## Eolien

Dans cet appel d'offres le principal acteur en puissance lauréate est Volkswind. Cet acteur est passé nettement en tête sur la période 5 où il a remporté 201 MW sur les 630 MW appelés (32%), pour une puissance lauréate toute période confondue de 326 MW. Cela dit, même dans cette période, ses prix sont répartis autour du tarif moyen (de 54,9 à 63 €/MWh, pour un tarif moyen de 62,2 €/MWh des autres lauréats). De plus, le nombre d'acteurs importants sur cet appel d'offres (HHI à partir de la puissance de 623) limite tout effet de stratégie d'entreprise.

## Biomasse

Comme décrit en 3.2.4, si aucun acteur majeur ne se dégage pour le marché du bois énergie en général, du moins pas au travers de cet appel d'offres, un focus sur Fibre Excellence est mené pour les périodes 1 et 2. Ce groupe a ainsi remporté pour 50 MW d'augmentation de puissance à deux périodes successives, pour le même tarif (105 €/MWh) qui était aussi le tarif le plus bas pour cet appel d'offres,

tous candidats confondus à l'époque. Cela dit, les deux installations précisent qu'il s'agit d'un remplacement d'anciens groupes turbo-alternateurs vieillissants et peu efficaces. Ainsi, il est plus possible que Fibre Excellence ait répondu à l'appel d'offres pour rénover ses installations, en mutualisant le travail fait pour candidater, plutôt que de faire une opération stratégique pour éliminer ses concurrents et faire chuter les coûts, puisque ce genre de rénovation ne se fait que très ponctuellement. Fibre Excellence ne semble pas avoir d'autres installations à rénover en dehors de ces deux-là. Pour la période 3, Veolia se démarque en remportant trois projets sur des nouveaux sites pour un total de 37,5 MW, soit 52% de la puissance appelée. Ces projets présentant des tarifs homogènes avec les autres candidats (entre 100 et 120 €/MWh, pour un tarif moyen de 112,1 €/MWh), la candidature de Véolia ne peut pas être vue comme distordant significativement le niveau du soutien offert.

Concernant la méthanisation, le lauréat qui s'est désisté en période 1 a candidaté avec succès en période 2 avec un tarif d'achat supérieur de 29 €/MWh (+19%). Selon le Ministère de la transition écologique et solidaire, ce candidat s'était trompé dans son business plan pour la candidature de la première période, c'est pourquoi il a été autorisé à se désister puis à candidater de nouveau en deuxième période, à un prix plus élevé. Au vu des très faibles nombres de candidatures, cet appel d'offres peut être soumis à des stratégies d'entreprises, mais cela n'a qu'un faible impact sur l'ensemble du dispositif d'aide de l'appel d'offres.

## Hydroélectricité

Le fait qu'il n'y ait qu'une période et que celle-ci ait été sous-souscrite ne permet pas de comparer temporellement le comportement des candidats et il est difficile de déterminer s'ils se sont comportés de manière stratégique. Ainsi, l'impact d'éventuelles stratégies temporelles sur cet appel d'offres est nul.

## 6 Bonus local

Tous les appels d'offres ont proposé un dispositif de compensation des coûts d'**investissement et de financement participatif** permettant de bénéficier d'un bonus sous certaines conditions.

Pour l'**investissement participatif**, le candidat s'engage à être:

- Une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités.
- Une société par actions régie par le livre II du code de commerce ou par le titre II du livre V de la première partie du code général des collectivités territoriales dont au moins 40% du capital est détenu, distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités.
- Une société coopérative régie par la loi n° 47-1775 du 10 septembre 1947 portant statut de la coopération collectivité territoriale dont au moins 40% du capital est détenu, distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités.

Pour le **financement participatif** le candidat s'engage à ce que 10% du financement du projet soit apporté, distinctement ou conjointement par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités.

	Prime pour l'investissement participatif [€/MWh]	Prime pour le financement participatif [€/MWh]	Première période avec financement participatif
Solaire au sol	3	1	4
Solaire sur bâtiment	3	1	4
Mixte solaire éolien	3	1	1
Eolien au sol	3	1	2 (en période 1 un système allant de 20% à 40% était mis en place)
Biomasse	5	-	-
Hydro - électricité	3	-	-

Dans le cas où l'engagement n'est pas respecté, la prime se transforme en réfaction du tarif, ce qui réduit les revenus du lauréat.

### 6.1 Quelle est la proportion des financements participatifs dans les appels d'offres en termes d'offres reçues et quelle est la répartition investisseur particulier/investisseur public ?

Le mode d'instruction de la CRE n'étudie l'aspect du financement participatif que pour les offres lauréates de l'appel d'offres. Les données ne sont donc pas disponibles pour les projets non-lauréats. Par conséquent, il n'est pas possible de répondre à cette question portant sur l'ensemble des candidats. La question suivante traite de cette question pour les seuls lauréats.

## 6.2 Quelle est la proportion des financements participatifs dans les appels d'offres en termes d'offres retenues et quelle est la répartition investisseur particulier/investisseur public ?

Dans les informations disponibles sur les lauréats, la répartition investisseur particulier/investisseur public prévisionnelle n'est généralement pas donnée. Cette information sera disponible en 2022, quand les lauréats auront finalisé la construction de leur installation et donné à ce moment-là la part réelle d'investissement public et privé. Ainsi, ce rapport se concentre sur la proportion de financement et d'investissement participatif pour chaque appel d'offres.

	Solaire au sol		Solaire sur bâtiment		AO mixte		Eolien		Biomasse		Hydro-électricité	
	Nombre	Pce [MW]	Nombre	Pce [MW]	Nombre	Pce [MW]	Nombre	Pce [MW]	Nombre	Pce [MW]	Nombre	Pce [MW]
<b>Projets lauréats réels</b>	649	4638	2937	1490	16	203	100	2371	39	214	20	29
<b>Projets avec investissement participatif</b>	391	2702	710	501	9	112	14	246	2	9,3	3	0,7
<b>Projets avec financement participatif</b>	53	347	50	73,1	2	23,1	0	0	Non implémenté		Non implémenté	
<b>Proportion avec l'un des deux</b>	68%	66%	26%	39%	69%	67%	14%	10%	5%	4%	15%	2%

### Solaire au sol

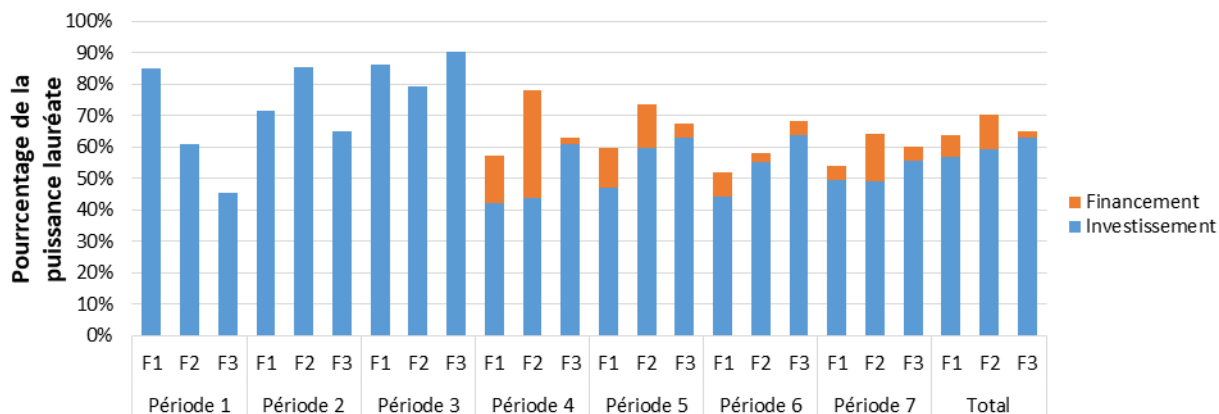


Figure 110 - Pourcentage des projets lauréats bénéficiant d'un mécanisme participatif en puissance, solaire au sol

La participation au mécanisme de financement participatif est à peu près égale dans les trois familles, sans tendance évidente. L'apparition du financement participatif semble avoir réduit la part d'investissement participatif à partir de la 4<sup>e</sup> période, plutôt que d'avoir augmenté la part de projets dotés d'un mécanisme participatif.

## Solaire sur bâtiment

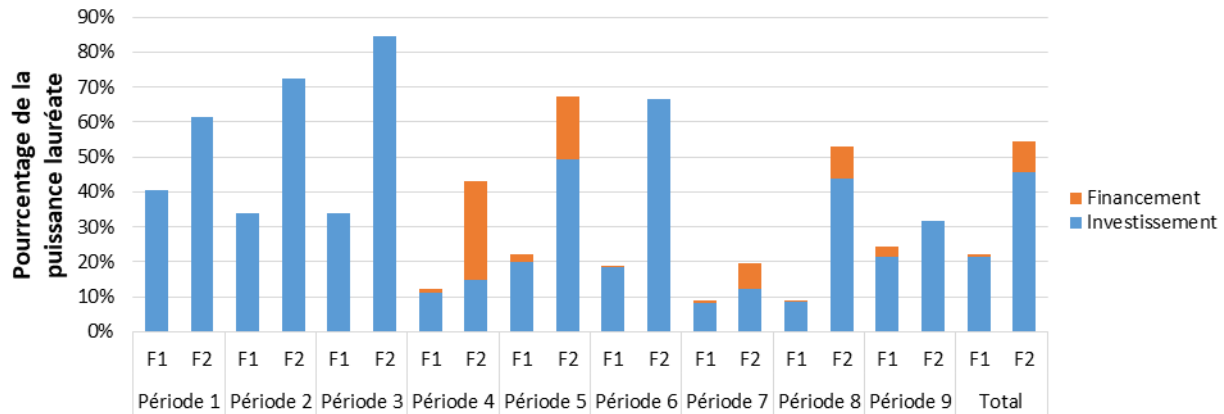


Figure 111 - Pourcentage des projets lauréats bénéficiant d'un mécanisme participatif en puissance, solaire sur bâtiment

Contrairement à l'appel d'offres solaire au sol, l'appel d'offres solaire sur bâtiments présente une différence notable de pourcentage de projets participatifs dans les lauréats. Les mécanismes participatifs sont ainsi en moyenne deux fois plus fréquents sur la famille 2 (0,5 – 8 MWc) que sur la famille 1 (100 – 500 kWc).

Les installations des familles de petite taille sont donc moins sujettes aux mécanismes participatifs que les installations de grande taille.

## Mix éolien solaire

Comme il n'y a qu'une famille et qu'une période, on se référera aux chiffres du tableau en début de section. La participation est élevée, et comparable à celles de la famille 1 de l'appel d'offres solaire au sol qui présente les mêmes caractéristiques.

## Eolien

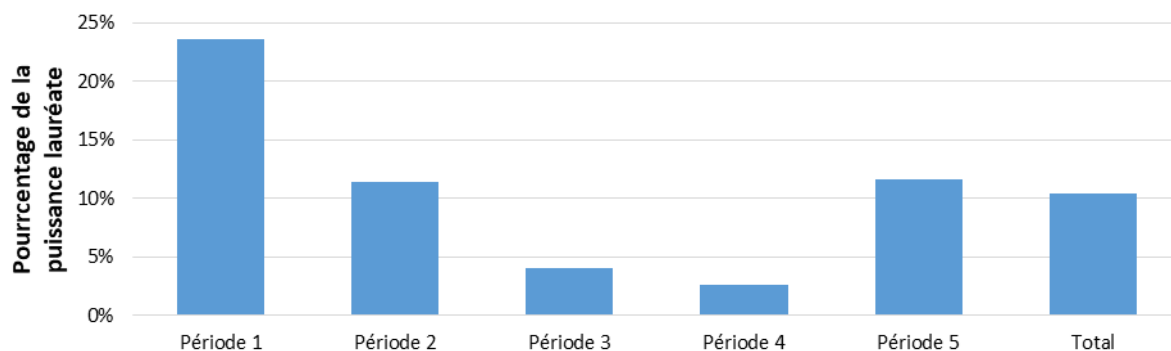
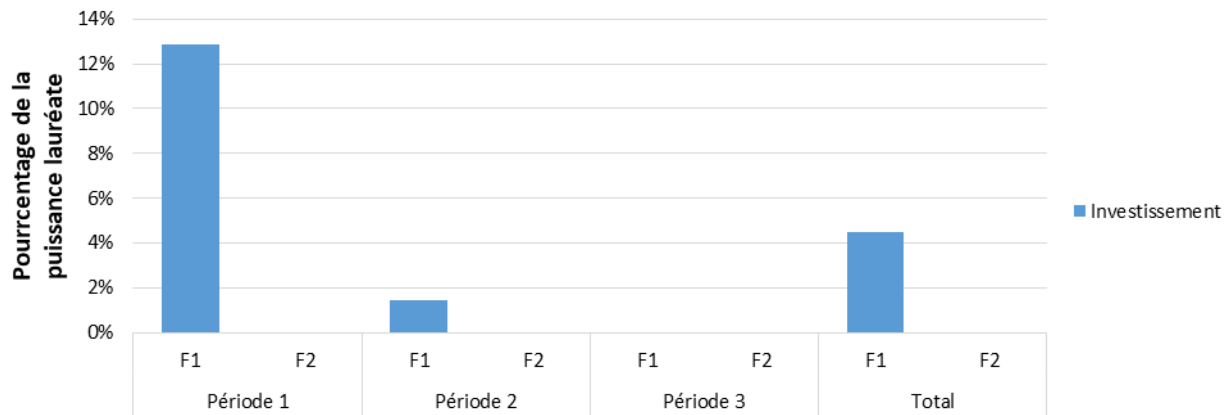


Figure 112 - Proportion des projets lauréats avec un mécanisme participatif, éolien

Aucune installation éolienne retenue ne comporte de financement participatif, malgré la mise en place du mécanisme à partir de la deuxième période.

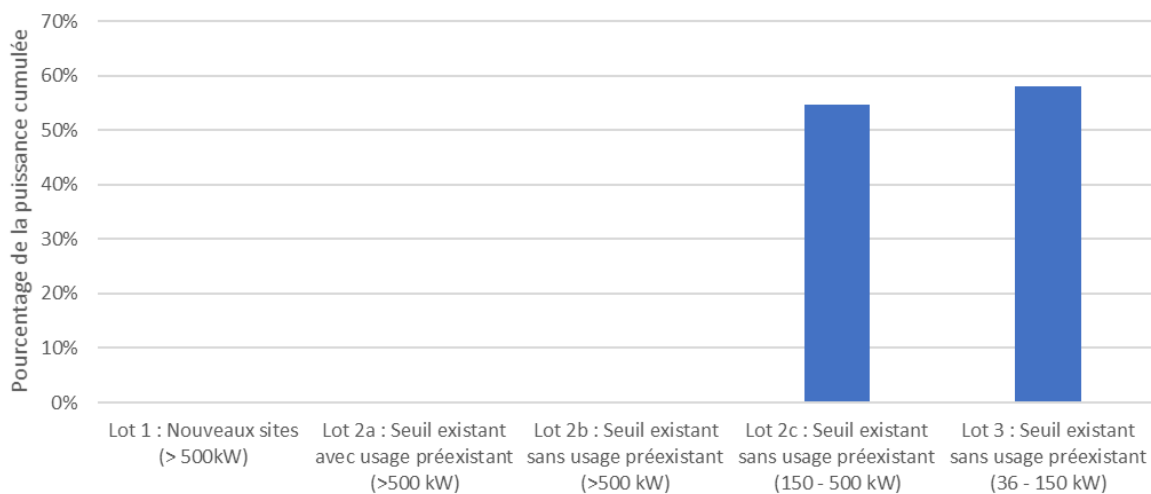
## Biomasse



**Figure 113 - Proportion en puissance des projets lauréats avec un mécanisme participatif, biomasse**

Sur les deux premières périodes, deux projets en bois-énergie (un pour chaque période, de 8,3 et 1 MWe) ont utilisé le mécanisme d'investissement participatif, avec une majoration de 5 €/MWh dans cet appel d'offres. Dans la troisième période, aucun projet lauréat ne comporte de mécanisme participatif. La proportion de projets participatifs est ainsi faible.

## Hydroélectricité



**Figure 114 - Proportion des projets lauréats avec un mécanisme participatif, hydroélectricité**

Les lots 1, 2a et 2b n'ont pas de projet lauréat avec mécanisme participatif. Même si la proportion des projets avec mécanisme participatif peut sembler importante au regard des lauréats pour les lots 2c et 3, ça ne représente en tout que 3 projets sur 6 et 0.7 MWe sur 1.3 MWe lauréats (et 10 MWe appelés). On ne tirera pas donc de conclusions sur ce faible échantillon.

## 6.3 Quel est le niveau de prix offert par les projets participatifs par rapport aux autres projets et comment se classent-ils ?

Dans cette section on compare les tarifs moyens (par la puissance) proposés par les candidats avec et sans financement participatif. Ce tarif moyen ne prend pas en compte la bonification liée au mécanisme participatif. La variation de tarif moyen global est la moyenne pondérée sur les périodes des variations de tarifs sur chaque période. Le « classement moyen » donné en pourcentage représente la moyenne des positionnements des différents projets avec le mécanisme. Le classement est calculé séparément au sein de chaque période et chaque famille. La pondération de cette métrique est faite sur la puissance des projets. Un score supérieur à 50 % indique que les projets concernés sont plutôt mal classés, tandis qu'un score faible indique qu'ils sont plutôt bien classés.

		Solaire au sol	Solaire sur bâtiment	Eolien + solaire	Eolien	Biomasse	Hydro - électricité
<b>Classement moyen avec investissement</b>	%	49%	44%	61%	59%	92%	65%
<b>Classement moyen avec financement</b>	%	38%	48%	60%	Pas de lauréats	Non implémenté	Non implémenté

Au global, les projets solaires avec mécanisme participatif sont plutôt mieux classés que la moyenne. Les projets avec mécanisme participatif de tous les autres appels d'offres sont moins bien classés que la moyenne. Néanmoins, comme le montre l'analyse détaillée par famille et période ci-dessous, aucune tendance claire n'est réellement observable.

Rappelons tout de même que le très faible nombre de projets avec mécanisme participatif pour les appels d'offres biomasse et hydroélectricité. Les résultats sont donc à interpréter prudemment pour ces deux appels d'offres.

### Solaire au sol

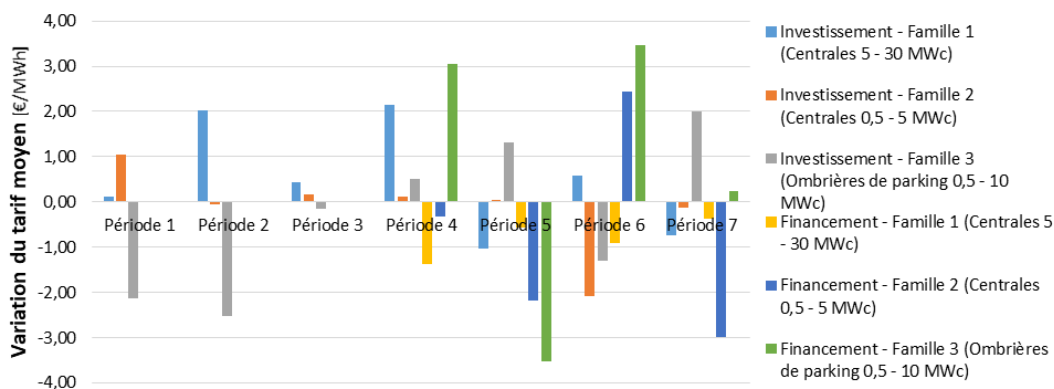


Figure 115 - Variation du tarif moyen selon les familles et périodes et le mécanisme participatif, solaire au sol

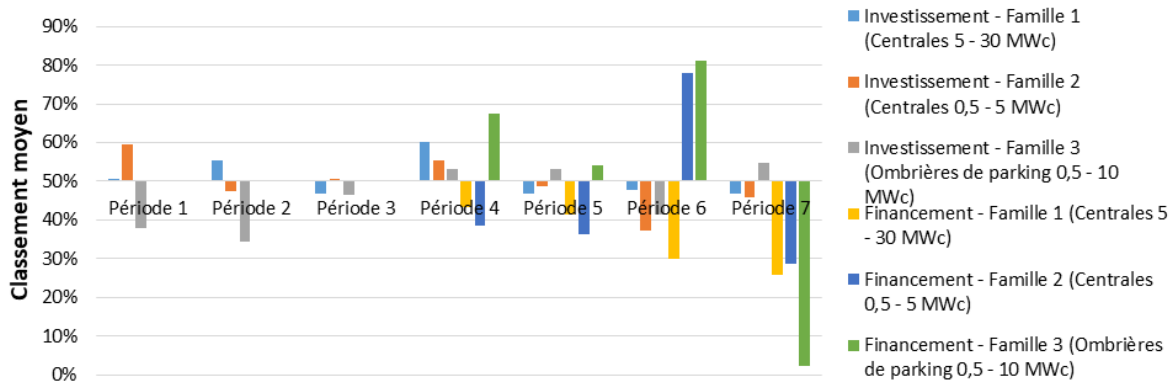


Figure 116 - Classement moyen des projets avec mécanisme participatif selon les familles et périodes, solaire au sol

Aucune tendance claire n'est observable sur le classement ni sur le tarif de référence des lauréats avec mécanisme participatif. On note juste une corrélation logique entre le classement moyen des offres et la différence de tarif de référence moyen. En effet, vu l'importance du prix dans la notation, si les projets coûtent moins cher en moyenne alors ils sont mieux classés.

Les valeurs extrêmes des indicateurs sont souvent dues à très faible nombre de projets. Ainsi, la période 4 ne comporte qu'un projet en famille 3 avec financement participatif. La période 5 ne comporte que deux projets en famille 2 et deux projets en famille 3 avec financement participatif. La période 7 ne comporte deux projets en famille 1 et un projet en famille 3 avec financement participatif.

Le regroupement des différentes familles permet d'obtenir un nombre plus important de projets pour chaque période et donc des résultats plus robustes. Les projets solaires au sol avec mécanisme participatif sont mieux classés que la moyenne sur l'ensemble des périodes, sauf en période 1, 2 et 4 pour l'investissement.

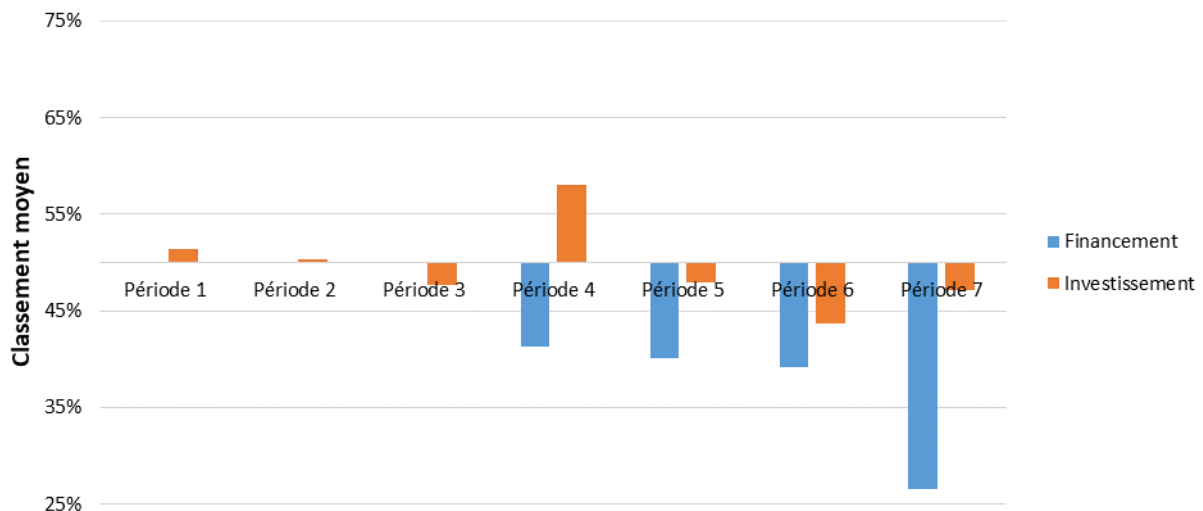


Figure 117 - Classement moyen des projets avec mécanisme participatif selon les périodes, solaire au sol

L'arrivée du mécanisme de financement participatif, moins exigeant mais également moins lucratif que l'investissement, semble donc avoir attiré les projets les mieux classés, impactant à la hausse le classement moyen des projets avec investissement participatif.



## Solaire sur bâtiment

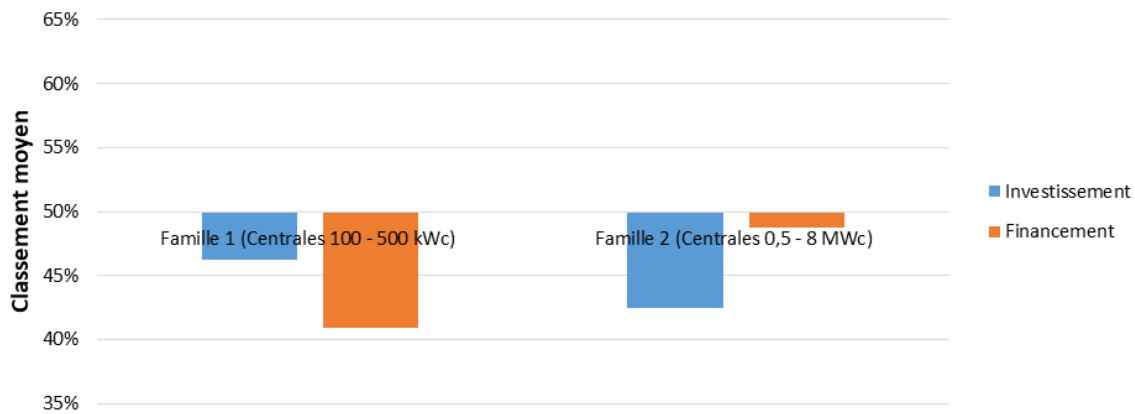


Figure 118 - Classement moyen des projets avec mécanisme participatif par famille, solaire sur bâtiment

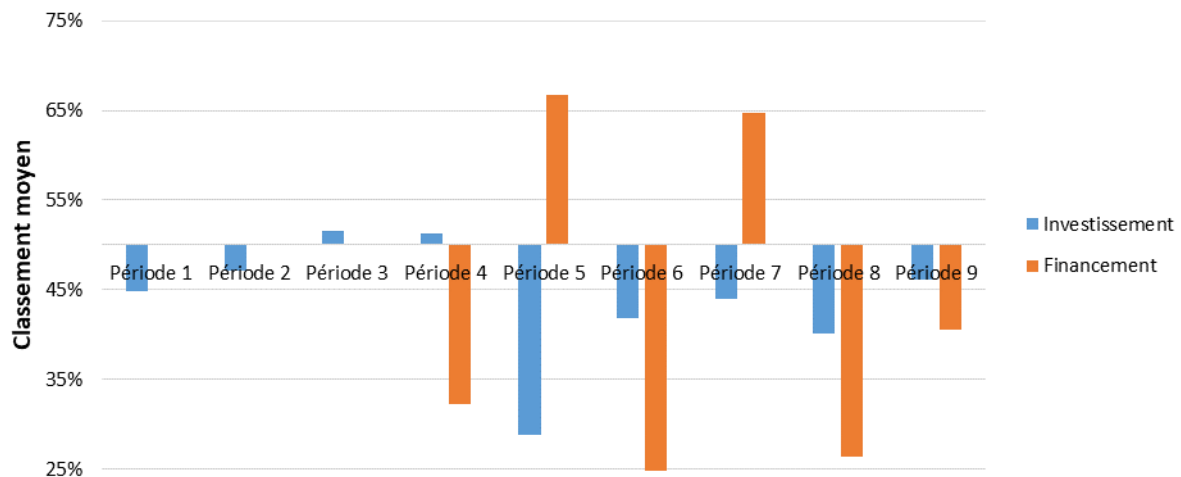


Figure 119 - Classement moyen des projets avec mécanisme participatif par périodes, solaire sur bâtiment

Au vu de ces graphiques, aucune tendance claire ne se dégage, ni sur les deux familles, ni au fil des neuf périodes. Globalement, les projets avec mécanisme participatif sont mieux classés que la moyenne, mais de grandes disparités persistent néanmoins.

Les variations de tarif moyen sont bien corrélées aux variations de classement moyen pour l'appel d'offres solaire sur bâtiments.

## Mix éolien solaire

Comme il n'y a qu'une famille et qu'une période, on se réfèrera aux chiffres du tableau en début de section. Dans cet appel d'offres les projets retenus avec mécanisme participatif sont en moyenne plus chers et moins bien classés.

## Eolien

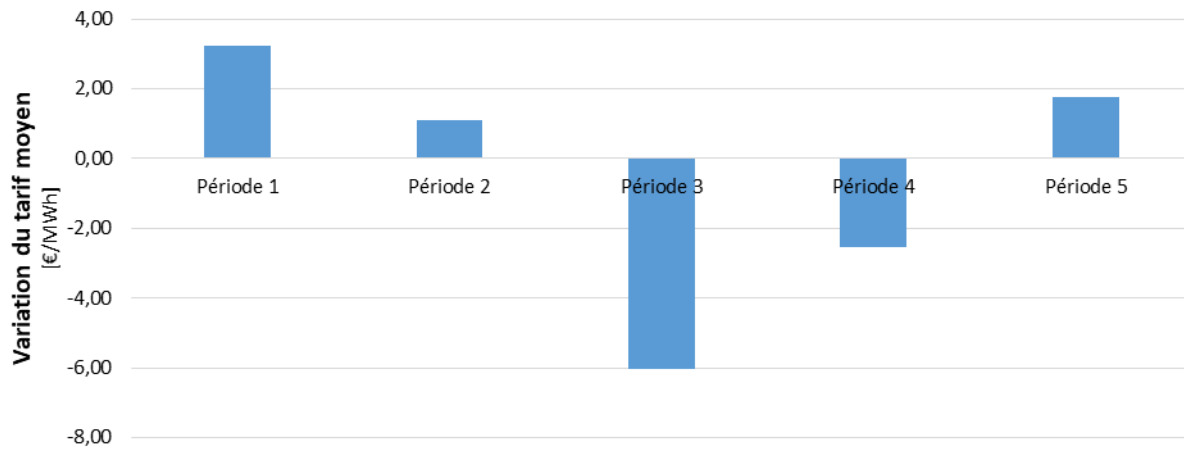


Figure 120 - Variation du tarif moyen selon les périodes et le mécanisme participatif, éolien

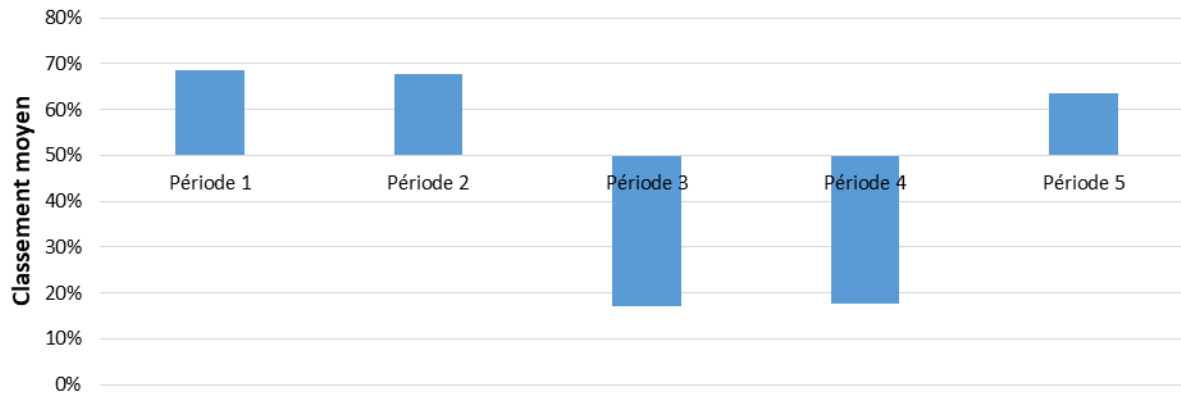


Figure 121 - Classement moyen des projets avec mécanisme participatif, éolien

Les variations de tarif moyen sont également corrélées aux variations de classement moyen pour l'appel d'offres solaire sur bâtiments. Les projets avec investissement participatif sont mieux classés (et moins chers) que la moyenne sur les périodes 3 et 4, et moins bien classés (et plus chers) que la moyenne sur les périodes 1, 2 et 5. Bien que le mécanisme de financement participatif soit en place à partir de la deuxième période, aucun projet lauréat ne le comporte.

## Biomasse

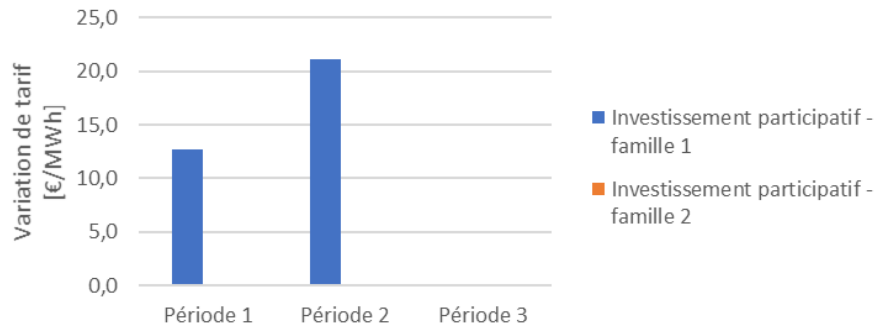


Figure 122 - Variation du tarif moyen selon les périodes des projets avec mécanisme participatif, biomasse

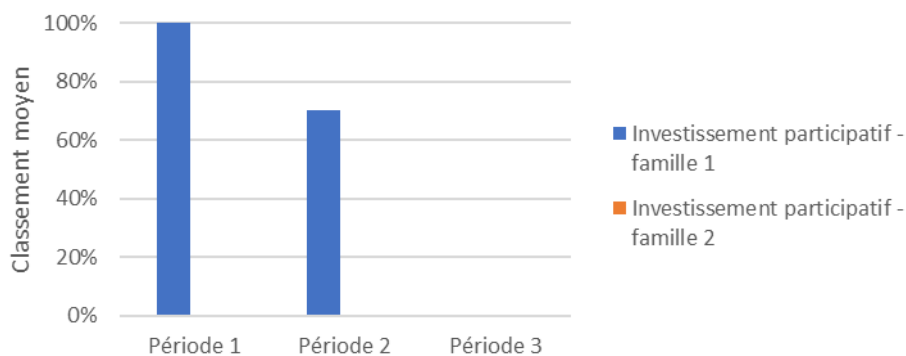


Figure 123 - Classement moyen des projets avec mécanisme participatif, biomasse

Pour les graphiques précédents, le projet de Grenoble Métropole a été considéré comme le plus mal classé (il est d'ailleurs choisi en dernier vu la procédure particulière pour cette famille) de sa période. Les deux lauréats avec investissement participatif sont ainsi plutôt mal classés et avec des tarifs hauts, mais le faible échantillon étudié ne permet pas d'en tirer des conclusions générales.

## Hydroélectricité

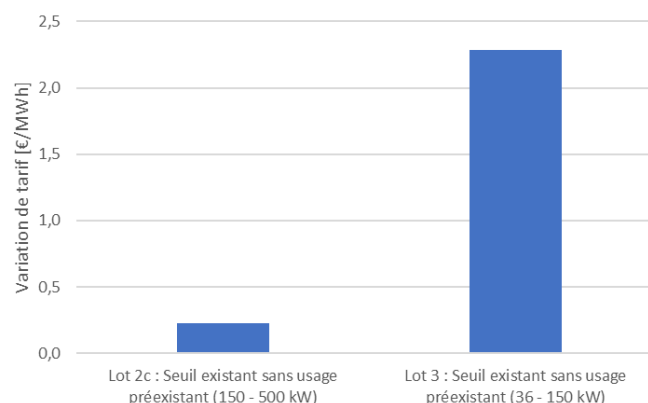
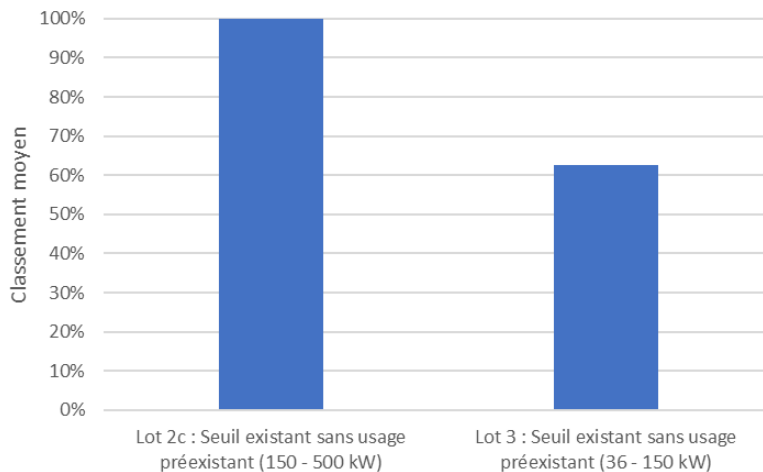


Figure 124 - Variation du tarif moyen selon les périodes et le mécanisme participatif, hydroélectricité



**Figure 125 - Classement moyen des projets avec mécanisme participatif, hydroélectricité**

Les variations de tarif ne sont pas énormes en regard des tarifs d'achat de 150 €/MWh. Le classement est mis à titre indicatif, la faiblesse de l'échantillon biaisant les résultats (en lot 2c le projet participatif est 2 sur 2 et en lot trois les deux projets participatifs sont 2 et 3 sur 4).

## 6.4 La France a-t-elle observé des abandons sur ce type de projets ? Quelles en ont été les raisons ?

A l'heure d'écriture de ce rapport, la majorité des projets étant en construction, il n'est pas encore temps de regarder cet indicateur.

## 6.5 Des projets qui s'étaient engagés à mettre en œuvre du financement participatif ont-ils échoués à le faire ?

A l'heure d'écriture de ce rapport, la majorité des projets étant en construction, il n'est pas encore temps de regarder cet indicateur.

## 6.6 Impact du bonus sur le nombre de projets participatifs et sur l'acceptabilité des projets ?

Concernant l'impact du bonus sur le nombre de projets participatifs, la partie 6.2 montre qu'il n'y a pas de tendance claire dégagée liée à l'apparition du bonus. On note toutefois, sans parler d'évolution temporelle, que chaque appel d'offres a un comportement différent à peu près cohérent vis-à-vis du bonus : si le bonus est peu présent chez les projets lauréats biomasse et hydroélectriques, les offres solaires (principalement les familles de puissance importante : solaire au sol et solaire sur bâtiments famille 2) sont assez impliquées.

Quelques éléments sont disponibles sur les recours en 2018. Ces éléments seront comparés avec les taux de recours contre les projets utilisant un mécanisme participatif, mais il est trop tôt pour le faire car les projets lauréats sont encore en construction.

## Solaire

Début 2019, le Ministère de la transition écologique et solidaire a recensé 4 centrales solaires au sol et 14 installations sur bâtiment, lauréats d'appels d'offres, qui ont vu leur autorisation d'urbanisme attaquées en justice, sur 452 lauréats solaires au sol et 1981 lauréats solaires sur bâtiments à cette date.

## Eolien

En France, la mobilisation anti éolienne est particulièrement forte, car 70% des projets éoliens font l'objet d'un recours juridique, augmentant le temps de développement de 7 à 9 ans (contre 3 à 4 ans en Allemagne). Environ 1500 associations lutteraient contre l'éolien en France<sup>20</sup>. Au 15 septembre 2018, 90 dossiers ICPE (installation classée pour la protection de l'environnement) sont en cours devant les cours administratives d'appel, dont 46 enregistrés depuis le 1er janvier 2018. Les contentieux en cours d'appel se répartissent pour l'essentiel entre les cours de Nantes (25), Bordeaux (21), Douai (18), Marseille (10), Nancy (8) et Lyon (8).

Environ deux tiers des autorisations délivrées et 90 % des refus font l'objet de recours devant les tribunaux administratifs. Ensuite, 70 % des jugements font l'objet d'un appel (qu'il s'agisse d'une autorisation ou d'un refus), soit un taux trois fois supérieur à la moyenne nationale (24%). Vu ce taux de 70%, il y a environ 130 dossiers ICPE éoliens en cours devant les tribunaux administratifs.

### 6.7 Quel est le surcoût induit par cette mesure ?

Les coûts totaux pour chaque appel d'offres sont les suivants en k€/an non actualisés sur 20 ans. Pour les offres solaires les ensoleillements ont été pris en compte quand disponibles.

#### Général

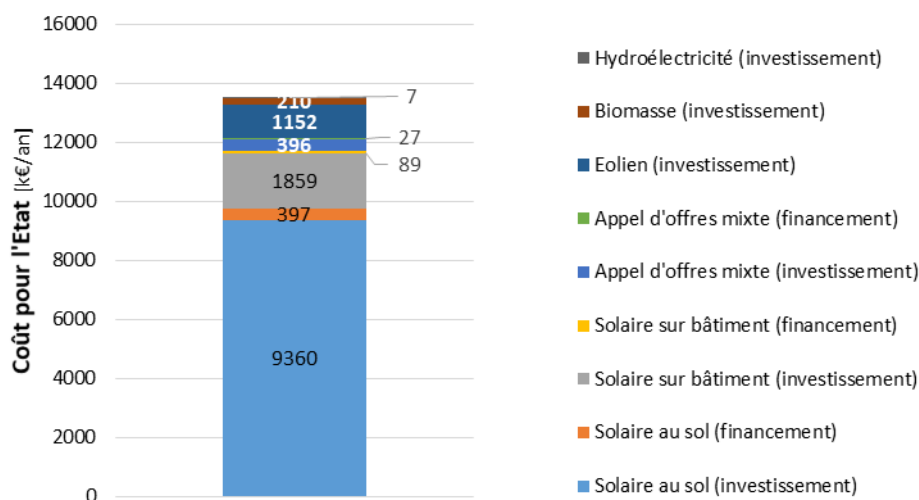


Figure 126 - Coût annuel pour l'Etat des mécanismes participatifs

<sup>20</sup> Article de 20minutes.fr : <https://www.20minutes.fr/planete/2284267-20180606-fronde-anti-eolienne-faiblit-france>

Le coût total de ce dispositif est de 13,5M€/an, pour un montant total du soutien actuellement accordé de 417 M€/an, soit environ 3 % du coût total.

Le coût supporté par l'Etat est pour le moment représenté majoritairement par l'investissement participatif sur les centrales solaires au sol avec 69 % du surcoût total.

## Solaire au sol

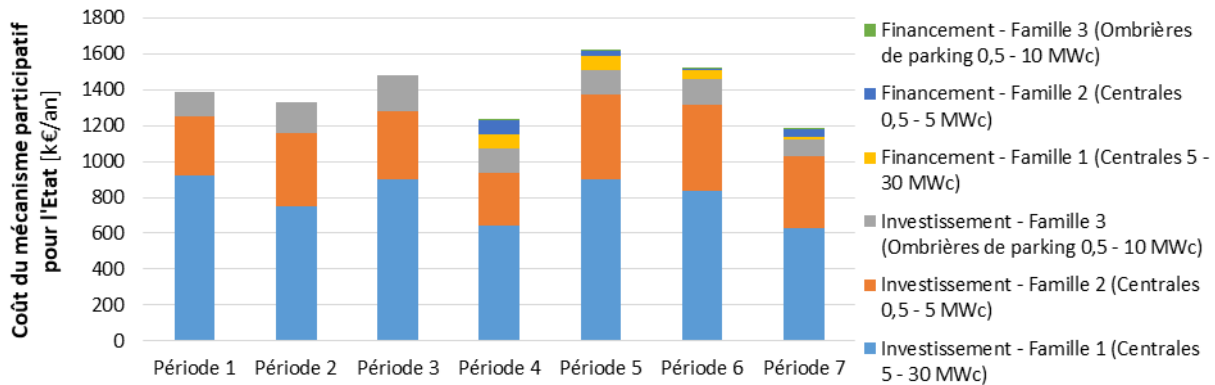


Figure 127 - Coût pour l'Etat des mécanismes participatifs, solaire au sol

Le surcoût pour l'Etat reste assez stable suivant les périodes et les familles. Le financement participatif représente un faible surcoût pour l'Etat, vu sa prime plus faible (1 €/MWh, contre 3 €/MWh).

## Solaire sur bâtiment

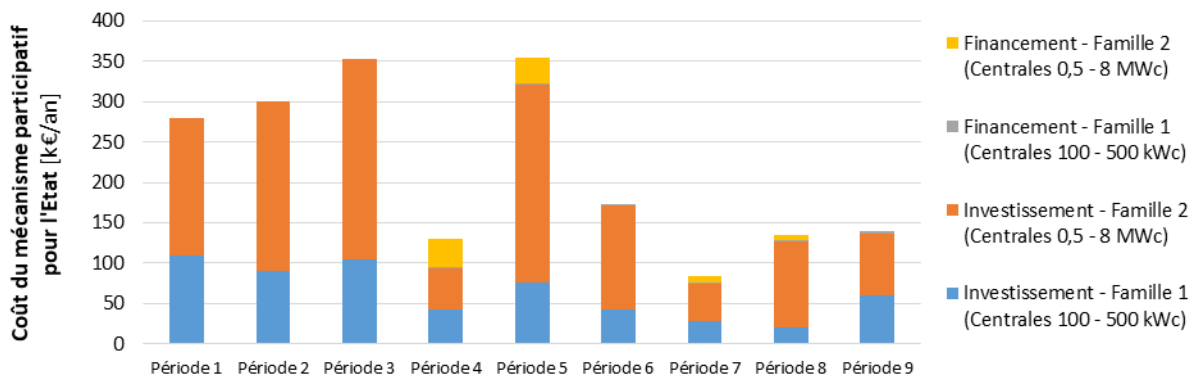


Figure 128 - Coût pour l'Etat des mécanismes participatifs, solaire sur bâtiment

Pour chaque période, la majorité du coût supplémentaire est liée à l'investissement participatif sur la famille 2. Le financement participatif représente un faible surcoût pour l'Etat malgré son succès notamment aux périodes 4 et 5, vu sa prime plus faible (1 €/MWh, contre 3 €/MWh). Le faible surcoût faible observé aux périodes 4 et 6 à 9 découle de la faible participation lors de ces périodes.

## Mix éolien solaire

Comme il n'y a qu'une famille et qu'une période, on se référera aux chiffres de la figure en début de section.

## Eolien

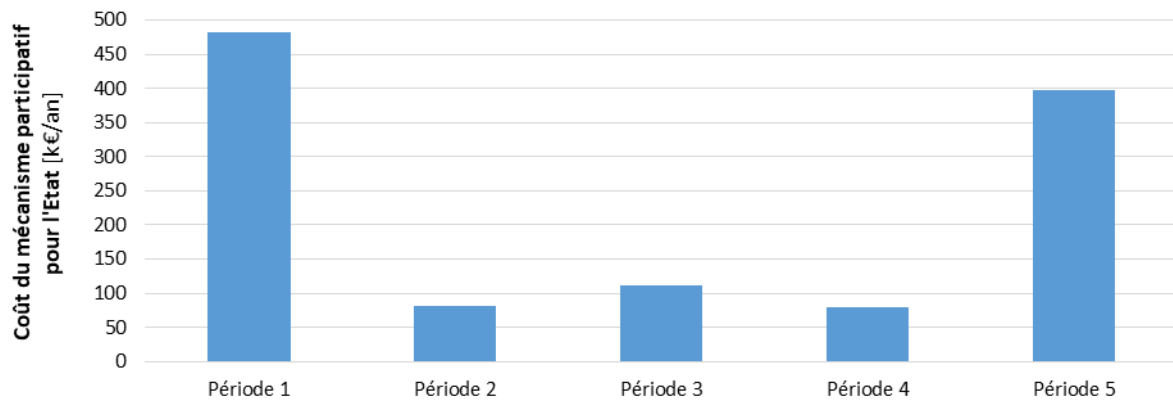


Figure 129 - Coût pour l'Etat des mécanismes participatifs, éolien

Le coût total du mécanisme d'investissement participatif pour l'appel d'offres éolien est de 1,2 M€/an. Les périodes 1 et 5 concentrent la majorité de ce coût, en raison de la présence plus importante de projets avec financement participatif.

## Biomasse

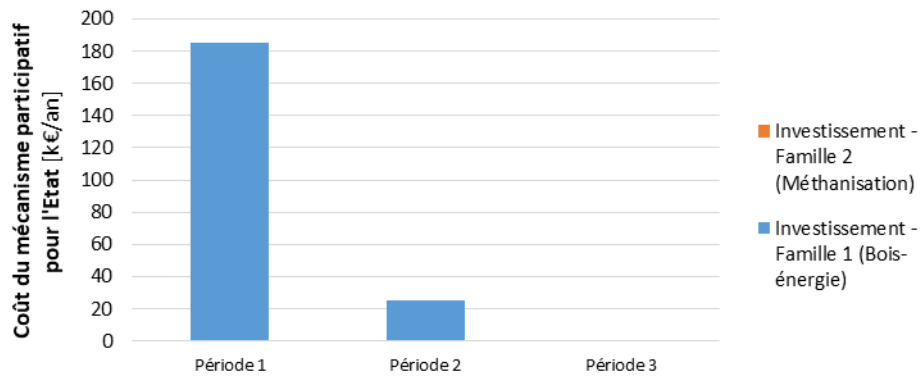
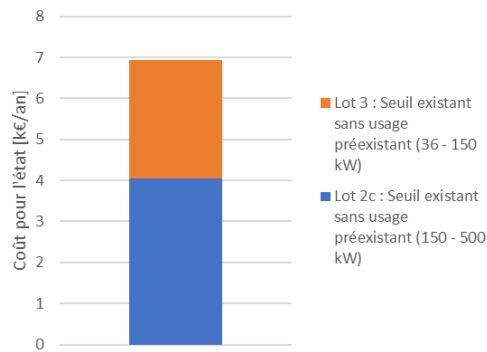


Figure 130 - Coût pour l'Etat de l'investissement participatif, biomasse

Le principal coût pour la collectivité d'investissement participatif vient du projet de Grenoble, dont les 35 GWh/an d'électricité produite coûteront 185 k€/an.

## Hydroélectricité



**Figure 131 - Coût pour l'Etat de l'investissement participatif, hydroélectricité**

Vu le non-succès du mécanisme, le coût pour l'Etat est très faible : environ 7000 €/an, répartis entre les lots 2c et 3.

## 6.8 La mesure a-t-elle eu un impact sur le taux de succès des projets comparé aux projets ne bénéficiant pas de ce bonus ?

A l'heure d'écriture de ce rapport, la majorité des projets étant en construction, il n'est pas encore possible de répondre à cette question.



## 7 Impact hydroélectricité

### 7.1 Quel a été l'impact des critères de qualité environnementale sur la distribution finale des offres attribuées ?

Pour rappel, seuls sont notés les projets conformes aux prescriptions générales et particulières du cahier des charges de l'appel d'offres pour le lot concerné, parmi lesquelles des exigences environnementales. Plusieurs projets ont été éliminés pour non-conformité à ces exigences environnementales et n'ont donc pas été notés. Ce premier filtre permet d'écartier des projets dont les caractéristiques ne sont pas compatibles avec les enjeux environnementaux. Les offres notées ont donc toutes justifié du respect des exigences environnementales figurant dans les prescriptions du cahier des charges.

Cet appel d'offres a conduit à des résultats mitigés : il a permis de faire émerger des projets présentant un équilibre entre énergie produite et impact environnemental, mais en nombre plus limité qu'espéré. 46 candidats, ont répondu, mais seulement 20 ont déposés des dossiers conforme aux dispositions du cahier des charges en matière environnementale. Seuls 29 MW ont ainsi été lauréats sur les 60 MW appelés.

Si les critères environnementaux d'éligibilité ont pu jouer leur rôle, le nombre relativement faible de candidats n'a pas permis à la notation en elle-même de la qualité environnementale de jouer sur la distribution finale des offres attribuées, car tous les projets admissibles ont été admis. Dans l'analyse ci-dessous, le projet repêché de 2,2 MW n'est pas pris en compte.

Le cahier des charges précisait que la note relative à la qualité environnementale du projet devait être supérieure au tiers de la note maximale observée dans son lot. Une installation de 1,9 MW du lot 1 se trouvait dans cette situation. Sans le critère environnemental, elle aurait été prise (en plus de toutes les autres, vu que seuls 18,5 MW sur 25 MW appelé ont été lauréats, ce qui aurait donné les résultats suivants (les autres lots, identiques, ne sont pas représentés) :

		Lot 1	Ensemble
<b>Projets lauréats réels (sans repêchage)</b>	Nombre / puissance	8 / 18,5	20 / 29,0
<b>Projets entrants</b>	Nombre / puissance	1 / 1,9	1 / 1,9
<b>Projets sortants</b>	Nombre / puissance	0 / 0,0	0 / 0,0
<b>Variation de projet moyenne</b>	En nombre / En puissance	12,5 % / 10,3 %	5,3 % / 7 %
<b>Tarif moyen lauréats réels (sans repêchage)</b>	€/MWh	102,6	112,4
<b>Tarif moyen lauréats sans le critère environnemental</b>	€/MWh	102,8	111,9
<b>Variation du tarif moyen</b>	%	0,2 %	-0,4 %
<b>Critère supprimé</b>	-	Critère environnemental	Critère environnemental
<b>Note environnementale minimale lauréats</b>	Points / 40	16	16
<b>Note environnementale minimale sans critère</b>	Points / 40	9	9

Ainsi, enlever le critère aurait légèrement fait baisser le tarif moyen (même si cela aurait augmenté le tarif moyen du lot 1), mais au détriment de l'acceptation d'un projet présentant une note environnementale beaucoup plus faible (-7 points sur quarante), et ayant de ce fait moins de chances d'aboutir que les projets mieux notés sur le plan environnemental.

## 7.2 Quel a été l'impact du critère de qualité de l'énergie sur la distribution finale des offres attribuées ?

Sur la période considérée ce critère n'a pas changé le résultat de l'appel d'offres, du fait du faible nombre de candidats.

## 8 Impact solaire

### 8.1 Quel a été l'impact des critères carbone sur la distribution finale des offres attribuées ?

Cette partie ne concerne que les appels d'offres sur le solaire au sol et le solaire bâtiment, l'appel d'offres mixte n'utilisant pas ce critère.

#### Solaire au sol

Est étudiée ici l'influence du critère carbone. L'analyse est la même qu'en 2.3.2 pour la famille 3, mais cette fois la note environnementale, d'autorisation d'urbanisme et de non-défrichement est gardée pour les familles 1 et 2.

	Famille 1 (5 - 30 MWc)		Famille 2 (0,5 - 5 MWc)		Famille 3 (Ombrières) 0,5 - 10 MWc)	
	Nombre	Puissance	Nombre	Puissance	Nombre	Puissance
<b>Critères supprimés</b>	- Critère carbone		- Critère carbone		- Critère carbone	
<b>Projets lauréats réels</b>	188	2848	329	1314	132	475,8
<b>Projets entrants</b>	5	56,0	11	48,9	12	33,6
<b>Projets sortants</b>	4	49,6	13	46,1	6	35,4
<b>Variation de projet moyenne</b>	2,4%	1,9%	3,6%	3,6%	6,8%	7,2%

La suppression du critère carbone dans la notation modifie les projets élus lauréats à hauteur de 1,9% de la puissance totale pour la première famille, 3,6% de la puissance totale pour la deuxième famille et 7,2% de la puissance totale pour la troisième famille. L'impact du critère carbone est donc minime face à l'impact des autres critères extra-financiers étudiés dans la partie 2.2.2, en particulier le critère environnemental.

#### Coût pour l'Etat du critère carbone

	Famille 1 (5 - 30 MWc)	Famille 2 (0,5 - 5 MWc)	Famille 3 (Ombrières 0,5 - 10 MWc)
	<b>Tarif moyen des lauréats réels (€/MWh)</b>	56,82	65,26
<b>Tarif moyen des lauréats sans le critère carbone (€/MWh)</b>	56,80	65,29	90,88
<b>Variation du tarif moyen</b>	-0,03%	0,04%	-0,26%
<b>Estimation du surcoût pour l'Etat (M€/an)</b>	0,063	-0,045	0,125

Supprimer le critère carbone de la notation (en conservant les critères environnementaux et de non-défrichement) n'a pas d'impact significatif sur le tarif moyen des lauréats pour les familles 1 et 2. L'augmentation du tarif moyen des lauréats sur la famille 2 s'explique par le poids plus important occupé par les autres critères extra-financiers. La différence est néanmoins minime.

Au global, la présence du critère carbone dans la notation pour les projets solaires au sol engendre un surcoût pour l'Etat estimé à 144 k€/an, soit 0,12% du coût total estimé de l'appel d'offres solaire au sol pour l'Etat. A titre de comparaison, le surcoût pour l'Etat engendré par le critère carbone pour l'appel d'offres solaire sur bâtiment est estimé à 86,8 k€/an, soit 0,1% du coût total pour l'Etat de l'appel d'offres solaire sur bâtiments.

Pour l'appel d'offres solaire au sol, le surcoût engendré par l'ensemble des critères extra-financiers est estimé à 3,4 M€/an, soit 2,8% du coût total estimé des appels d'offres solaires au sol pour l'Etat.

**Bénéfices apportés par le critère carbone :**

	Famille 1 (5 - 30 MWc)	Famille 2 (0,5 - 5 MWc)	Famille 3 (Ombrières 0,5 - 10 MWc)
Contenu carbone moyen des modules des projets lauréats réels (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWc)	389,9	385,2	362,8
Contenu carbone moyen des modules des projets lauréats sans le critère carbone (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWc)	393,4	389,4	366,6
Variation de contenu carbone	0,9%	1,1%	1,0%
Estimation des émissions évitées sur la fabrication des modules (kt CO <sub>2</sub> )	10,00	5,49	1,77

Au global, la notation carbone permet d'éviter des émissions estimées à 17,3 kt CO<sub>2</sub> sur la fabrication des modules, et engendre un surcoût de 144 k€/an sur 20 ans. Les émissions ainsi évitées ont donc un coût de **167€/tCO<sub>2</sub>** pour l'Etat (calcul réalisé sans prendre en compte de taux d'actualisation).

A titre de comparaison, le coût pour l'Etat estimé des émissions évitées par le critère carbone sur l'appel d'offres solaire sur bâtiments est estimé à **400€/tCO<sub>2</sub>**.

**Impact du critère carbone sur les projets bénéficiant de la notation environnementale :**

L'objectif de cette section est de déterminer si la suppression du critère carbone est bénéfique ou néfaste pour les projets bénéficiant de la notation environnementale.

	Famille 1 (5 - 30 MWc)		Famille 2 (0,5 - 5 MWc)	
	Nombre	Puissance [MW]	Nombre	Puissance [MW]
Projets lauréats réels avec notation environnementale	115	1732	248	989
Projets lauréats avec notation environnementale sans le critère carbone	116	1736	251	1008
Variation de projets avec notation environnementale	0,9%	0,2%	1,2%	2,0%

La suppression du critère carbone a un faible impact légèrement positif sur les projets bénéficiant de la notation environnementale. La suppression du critère carbone permet en effet à quatre projets supplémentaires bénéficiant de la notation environnementale de remporter l'appel d'offres.

## Solaire sur bâtiment

Le critère carbone étant le seul autre critère de notation avec le prix, les résultats et l'analyse sont similaires aux résultats présentés en 2.2.2 pour cet appel d'offres.

## 8.2 Quel a été l'impact de l'augmentation de l'influence du prix ?

L'étude compare les résultats des dispositifs étudiés avec le 3<sup>e</sup> appel d'offres solaire de 2014. On peut distinguer le solaire au sol et le solaire sur bâtiment. L'appel d'offres mixte n'utilisant que le critère prix, il n'est pas vraiment comparable avec les anciennes notations et n'est pas étudié ici.

### Solaire au sol

Dans la suite de cette partie, « au sol » représente les familles 1 et 2 de l'appel d'offres solaire au sol et « ombrières » représente la famille 3. Les critères étaient les suivants (en points sur 100) :

	AO 3 - au sol	AO 4 - au sol P1	AO 4 - au sol P2-6	AO 3 - ombrières	AO 4 - ombrières
<b>Prix</b>	46	65	70	50	70
<b>Réhabilitation et valorisation du site</b>	10	-	-	-	-
<b>Intégration de l'installation dans son environnement</b>	10	-	-	-	-
<b>Pertinence environnementale</b>	-	9	9	-	-
<b>Évaluation Carbone Simplifiée</b>	20	18	21	35	30
<b>Contribution à l'innovation</b>	10	-	-	15	-
<b>Bonus autorisations urbanisme</b>	4	4	-	-	-
<b>Bonus non-défrichement</b>	-	4	-	-	-

Afin d'évaluer l'influence de la hausse du prix, il est judicieux de comparer les offres sélectionnées avec un poids du prix égal à celui de l'ancien appel d'offres. Les autres critères ayant changé aussi, il est possible de les augmenter proportionnellement afin de compenser la perte d'influence du prix, ce qui donne les notations suivantes :

	Au sol P1, ancien poids prix	Au sol P2-6, ancien poids prix	Ombrières, ancien poids prix
<b>Prix</b>	46	46	50
<b>Pertinence environnementale</b>	13,9	16,2	-
<b>Évaluation Carbone Simplifiée</b>	27,8	37,8	50
<b>Bonus autorisations urbanisme</b>	6,2	-	-
<b>Bonus non-défrichement</b>	6,2	-	-

Les résultats d'un nouveau classement sont alors les suivants :

	Famille 1 (5 - 30 MWc)		Famille 2 (0,5 - 5 MWc)		Famille 3 (Ombrières) 0,5 - 10 MWc)	
	Nombre	Puissance	Nombre	Puissance	Nombre	Puissance
<b>Critère modifié</b>	- Diminution du poids du prix dans la notation		- Diminution du poids du prix dans la notation		- Diminution du poids du prix dans la notation	
<b>Projets lauréats réels</b>	188	2848	329	1314,3	132	475,8
<b>Projets entrants</b>	34	412,3	47	182,2	4	13,8
<b>Projets sortants</b>	31	417,4	42	179,4	6	18,3
<b>Variation de projet moyenne</b>	17%	15%	14%	14%	3,8%	3,4%

**Impact de la modification de la pondération des notations sur le coût pour l'Etat :**

	Famille 1 (5 - 30 MWc)	Famille 2 (0,5 - 5 MWc)	Famille 3 (Ombrières 0,5 - 10 MWc)
Tarif moyen des lauréats réels (€/MWh)	56,82	65,26	91,12
Tarif moyen des lauréats avec la diminution du poids du prix (€/MWh)	58,14	66,61	91,28
Variation du tarif moyen	2,3%	2,1%	0,2%
Estimation du surcoût pour l'Etat (M€/an)	4,3	2,1	0,1

Diminuer le poids de la notation prix dans la notation totale engendre un surcoût pour l'Etat estimé à 6,5 M€/an, soit 5% du coût total estimé de l'appel d'offres solaire au sol pour l'Etat.

**Bénéfices apportés par la modification de la pondération des notations :**

	Famille 1 (5 - 30 MWc)		Famille 2 (0,5 - 5 MWc)		Famille 3 (Ombrières 0,5 - 10 MWc)
Contenu carbone moyen des modules des projets lauréats réels (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWc)	389,9		385,2		362,8
Contenu carbone moyen des modules des projets lauréats avec la diminution du poids du prix (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWc)	386,7		383,5		359,2
Variation de contenu carbone	-0,8%		-0,5%		-1,0%
Estimation des émissions évitées sur la fabrication des modules (kt CO <sub>2</sub> )	9,16		2,32		1,76
	Nombre	Puissance [MW]	Nombre	Puissance [MW]	
Projets lauréats réels avec notation environnementale	115	1732	248	989	Non applicable
Projets lauréats avec la diminution du poids du prix avec la notation environnementale	143	2072	289	1144	Non applicable
Variation de projets avec notation environnementale	24,3%	19,6%	16,5%	15,7%	Non applicable

Globalement, faire baisser l'influence du prix fait augmenter le tarif moyen de manière relativement importante, au bénéfice de la notation environnementale qui est de fait le plus gros influenceur sur les familles 1 et 2. La variation sur le carbone est très faible en comparaison (y compris pour la famille 3).

## Solaire sur bâtiment

Les critères comparés et la notation envisagée sont les mêmes que pour les ombrières, à savoir (en points sur 100) :

	AO 3 – sur bâtiment	AO 4 – sur bâtiment	AO 4 – sur bâtiment, ancien poids prix
Prix	50	70	50
Évaluation Carbone Simplifiée	35	30	50
Contribution à l'innovation	15	-	-

Les résultats d'un nouveau classement, où le poids du prix est égal à celui de la notation carbone sont alors les suivants :

	Famille 1 (5 - 30 MWc)		Famille 2 (0,5 - 5 MWc)	
	Nombre	Puissance	Nombre	Puissance
<b>Critère modifié</b>	- Diminution du poids du prix dans la notation		- Diminution du poids du prix dans la notation	
Projets lauréats réels	1549	434,2	189	461,7
Projets entrants	121	31,4	9	19,4
Projets sortants	107	31,4	12	22,9
<b>Variation de projet moyenne</b>	7,4%	7,2%	5,6%	4,6%

**Impact de la modification de la pondération des notations sur le coût pour l'Etat :**

	Famille 1 (5 - 30 MWc)	Famille 2 (0,5 - 5 MWc)
Tarif moyen des lauréats réels (€/MWh)	94,2	83,9
Tarif moyen des lauréats avec la diminution du poids du prix (€/MWh)	94,4	84,0
<b>Variation du tarif moyen</b>	0,2%	0,1%
<b>Estimation du surcoût pour l'Etat (k€/an)</b>	147	60

Diminuer le poids de la notation prix dans la notation totale engendre un surcoût pour l'Etat estimé à 208 k€/an, soit 0,2% du coût total estimé de l'appel d'offres solaire sur bâtiments pour l'Etat.

**Bénéfices apportés par la modification de la pondération des notations :**

	Famille 1 (5 - 30 MWc)	Famille 2 (0,5 - 5 MWc)
Contenu carbone moyen des modules des projets lauréats réels (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWc)	359,1	348,4
Contenu carbone moyen des modules des projets lauréats avec la diminution du poids du prix (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWc)	356,1	347,1
<b>Variation de contenu carbone</b>	-0,8%	-0,4%
<b>Estimation des émissions évitées sur la fabrication des modules (kt CO<sub>2</sub>)</b>	2,21	0,97

Comme pour l'appel d'offres solaire au sol, faire baisser le poids du prix dans la notation totale au profit du critère carbone bénéficie à des projets légèrement plus chers mais meilleurs sur le critère carbone. Le tarif moyen des lauréats augmente donc légèrement et le contenu carbone diminue légèrement.

La diminution du poids du critère prix dans la notation a tout de même un impact nettement moins marqué sur le classement des candidats et le tarif moyen des lauréats pour l'appel d'offres solaire sur bâtiments que pour l'appel d'offres solaire au sol.

## 9 Impact Biomasse

### 9.1 Quel a été l'impact du critère de récupération de la chaleur résiduelle

Pour rappel, les candidats pouvaient s'engager à valoriser la chaleur fatale de leurs fumées, en échange de quoi le tarif utilisé pour leur évaluation était minoré de 5 €/MWh (+3,3 pts/100). En cas de non-respect de cette condition, une réfaction du tarif de 10 €/MWh pénalise l'installation.

#### Bois énergie

Dans les chiffres suivants, certains candidats sont comptés en double, des candidats non-lauréats de la première période ayant repostulé (parfois avec succès) à la deuxième. Ici, les candidats « non éliminés » sont ceux qui sont admissibles pour éviter de compter les projets refusés (par exemple par les préfets refusant une autorisation ICPE). Le mode de classement particulier de la famille bois énergie a été pris en compte : la CRE classe en premier les offres non éliminées de moins de 3 MWe jusqu'à celle qui permet d'atteindre une puissance cumulée égale ou supérieure à 10 MWe, puis reclasse les offres restantes non éliminées quelle que soit leur puissance, jusqu'à 50 MW.

		Période 1	Période 2	Période 3
<b>Candidats non éliminés par l'instruction et repêchés</b>	Nombre / puissance	25 / 133,5	40 / 169,8	45 / 177,8
<b>Candidats non éliminés par l'instruction avec récupération chaleur</b>	Nombre / puissance	7 / 44,1	18 / 80,7	13 / 85,9
<b>Projets lauréats réels</b>	Nombre / puissance	12 / 64,5	10 / 70,3	13 / 72,5
<b>Projets lauréats réels avec récupération chaleur</b>	Nombre / puissance	2 / 8,9	7 / 41,9	5 / 53,3
<b>Projets entrants sans le critère de récupération chaleur</b>	Nombre / puissance	0 / 0,0	1 / 12,0	0 / 0,0
<b>Projets sortants sans le critère de récupération chaleur</b>	Nombre / puissance	0 / 0,0	1 / 16,0	0 / 0,0
<b>Variation de projet moyenne dans les lauréats</b>	En nombre / En puissance	0 % / 0 %	11 % / 36 %	0 % / 0 %
<b>Tarif moyen lauréats réels</b>	€/MWh	117,8	118,8	112,1
<b>Tarif moyen, ancien poids prix</b>	€/MWh	117,8	116,7	112,1
<b>Variation de tarif moyen</b>	%	0 %	-1,9%	0 %
<b>Critère supprimé</b>		Valorisation chaleur	Valorisation chaleur	Valorisation chaleur

Ainsi pour les périodes 1 et 3, le critère n'a pas eu d'influence sur les lauréats qui n'auraient pas changé si ce critère avait été supprimé.

En période 2, le critère change l'ordre de notation de deux installations (une de 12 MWe et une de 16 MWe), réduisant la puissance totale lauréate de 4 MW (le projet suivant le mieux noté étant celui de 16 MWe, il n'a pas été considéré pour ne pas trop dépasser les 50 MWe objectifs). Le tarif moyen diminue, la centrale reclassée proposant un meilleur tarif que celle déclassée. Le résultat de la suppression de ce critère est le même que lorsqu'on ne considère que le prix (partie 2.2.2).



## Méthanisation

Trois installations (2,9 MW) se sont engagées à valoriser leurs fumées.

Vu le faible nombre de candidats et de participants à l'appel d'offres, ce critère n'a eu aucun impact sur l'attribution de l'aide concernant cette famille.

### 9.2 Bonus pour effluents d'élevage : impact sur la participation de ce type de projets

Sur 4 projets lauréats (6,5 MW), 2 projets bénéficient du bonus des effluents d'élevage (1 en période 1 et 1 en période 2 soit 4,1 MW) soit un taux de participation par projet de 50% (62% en puissance).

Le faible échantillon considéré ici ne permet pas de donner des tendances.

### 9.3 Bonus pour les effluents d'élevage : impact sur le niveau de prix offert par les projets employant des effluents d'élevage

Les deux projets concernés par le bonus ont un tarif moyenné par la puissance de 184,2 €/MWh, une production de 33,2 GWh/an et bénéficient d'une prime de 50 €/MWh, ce qui entraîne un coût du bonus de 1,66 M€/an.

Encore une fois, le faible échantillon considéré ici ne permet pas de donner des tendances ou de corrélation entre le bonus et le prix proposé.

## 10 Impact offre mixte solaire éolien

### 10.1 Impact sur le taux de participation

Pour rappel, l'appel d'offres mixte éolien solaire s'est déroulé un peu après la période 2 de l'appel d'offres éolien et la période 4 de l'appel d'offres solaire au sol (dont la famille 1 est l'équivalent des centrales solaires appelées dans l'appel d'offres mixte). Ce rapport compare ainsi les résultats de cet appel d'offres avec ces deux périodes.

		Solaire au sol - période 4, famille 1	Eolien - période 2	Mixte éolien solaire - Tous	Mixte éolien solaire – PV seulement	Mixte éolien solaire – Eolien seulement
Puissance appelée	MW	450	500	200	200	200
Puissance candidate admissible	MW	629,3	231,2	352,1	269,9	82,2
Taux de participation	%	140%	46%	176%	135%	41%
Puissance lauréate	MW	453,5	118,2	202,5	202,5	0
Taux de succès	%	72%	51%	58%	75%	0%

Les taux de participation (puissance candidate divisée par puissance appelée) sont assez proches (5 points de différence chacun) si l'on sépare les candidats solaires et les candidats éoliens. En revanche, seuls les candidats solaires ayant été lauréats, le taux de succès (puissance candidate divisée par la puissance lauréate) pour les candidats éoliens est de 0%, et celui des candidats solaires reste proche de celui de l'appel d'offres dédié.

### 10.2 Impact sur la répartition géographique des installations sélectionnées, impact sur le réseau et impact sur le type de projet

La région Centre-Val de Loire est la première région lauréate (51,8 MW), suivie de près par la Nouvelle-Aquitaine (46,6 MW). La taille moyenne des installations lauréates est de 12,7 MW et aucune information n'a été transmise sur le type de terrain où se situe l'installation.

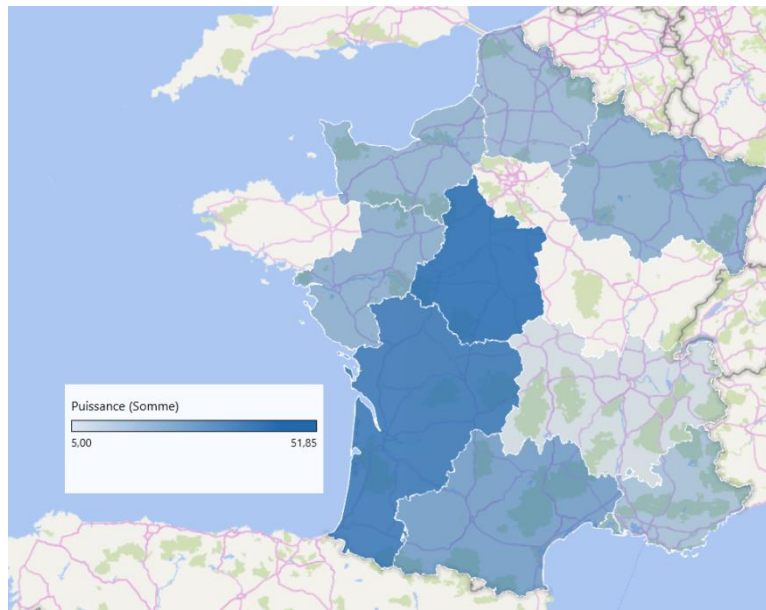


Figure 132 - Répartition régionale par puissance des lauréats de l'appel d'offres éolien + solaire

Concernant le réseau, les problématiques ne sont pas différentes de celles des autres appels d'offres solaire, et pour le moment la stabilité du réseau n'est pas mise en cause (voir 3.2.1).

Si le volume de l'appel d'offres avait été égal au volume annuel total des appels d'offres pour l'énergie éolienne et l'énergie solaire, soit 1 GW pour l'éolien terrestre et entre 0,6 GW et 1,1 GW pour les grandes centrales photovoltaïques au sol (famille 1 de l'appel d'offres centrales au sol), la majorité des lauréats auraient été des centrales solaires (en admettant qu'il y ait assez de candidats).

En effet, la particularité de cet appel d'offres mixte est que seuls des projets solaires ont été pris. C'est cohérent avec la tendance observée ailleurs en Europe : la première offre combinée début 2017 en Espagne avait largement favorisé l'éolien, tandis que la deuxième avait plutôt privilégié le solaire, et l'appel d'offres combiné allemand de 200 MW début 2018 n'a retenu que des offres solaires. Cela dit, les difficultés rencontrées par la filière éolienne française début 2018 peuvent aussi expliquer cette exclusivité du solaire. L'analyse des tarifs proposés par la filière éolienne dans les futures périodes permettra de confirmer ou d'infirmer cette supposition.

A l'heure actuelle, ce type d'appel d'offres favorise donc le solaire par rapport à l'éolien, et il est donc préférable de séparer le solaire et l'éolien en deux appels d'offres si l'on veut continuer à soutenir la filière éolienne.

### 10.3 Impact sur le prix

Dans cette partie est simulé l'ajout de 200 MW de puissance appelée dans les appels d'offres correspondants, avec l'ajout des candidats de l'appel d'offres mixte, pour les périodes P2 de l'éolien terrestre et P4 du solaire au sol.

Pour les candidats de l'appel d'offres mixte, la notation environnementale et le contenu CO<sub>2</sub> des modules ne sont pas connus. Pour ne pas trop les privilégier par rapport aux candidats de l'appel d'offres solaire au sol, ces notations ont été fixées à l'identique pour tous les candidats de l'appel d'offres mixte, aux valeurs des notations moyennes existantes pour la période 4, à savoir 3,77 points pour la notation environnementale et 14,94 points pour la notation carbone.

Encore une fois, la période 2 pour l'éolien n'est pas idéale, car elle n'a pas suffisamment de candidats pour montrer une tendance de marché claire (dans le tableau ci-après, les candidats éliminés par

l'instruction ne sont pas considérés), mais elle a le mérite de représenter les mêmes difficultés contextuelles que l'appel d'offres mixte pour l'éolien. Comparer avec la troisième période éolienne serait moins pertinent, car cette dernière s'est déroulée l'année suivante, dans un contexte juridique différent.

Dans le tableau suivant, les métriques « séparées » représentent le résultat des deux appels d'offres tels qu'ils sont actuellement, indépendant l'un de l'autre tandis que les métriques « mélangées » décrivent le résultat d'un appel d'offres étendu.

Appels d'offres considérés		AO solaire au sol, famille 1, période 4 + AO mixte (candidats solaires)	AO éolien, période 2 + AO mixte (candidats éoliens)
<b>Puissance appelée (séparé et mélange)</b>	MW	650	700
<b>Projets lauréats (séparé)</b>	Nombre / Puissance	46 (30 + 16) / 656,1 (453,5 + 202,5)	5 (5 + 0) / 118,2 (118,2 + 0)
<b>Projets lauréats (mélange)</b>	Nombre / Puissance	46 / 656,1	11 / 200,4
<b>Projets lauréats dans le mélange et pas dans la séparation</b>	Nombre / Puissance	4 / 44,0	6
<b>Projets lauréats dans la séparation et pas dans le mélange</b>	Nombre / Puissance	4 / 43,9	0
<b>Tarif moyen (AO mixte)</b>	€/MWh	54,94	
<b>Tarif moyen (mélange)</b>	€/MWh	52,85	72,54
<b>Variation tarif moyen</b>	€/MWh	-3,8%	+32,1%

Côté solaire, seuls 44MW (soit 7% de la puissance appelée) sont échangés entre les candidats et les lauréats. La baisse de tarif moyen entre l'AO mixte et le mélange provient de tarifs plus bas pour les candidats de l'AO solaire au sol.

Côté éolien, tous les candidats éoliens non-lauréats à l'appel d'offres mixte sont pris dans l'appel d'offres combiné. Le tarif moyen du mélange est largement supérieur au tarif moyen de l'AO mixte (il le serait avec la période 1), ce qui montre, quand on ne considère que le tarif d'achat, l'intérêt du photovoltaïque sur l'éolien. Cette tendance doit être nuancée par les difficultés de l'éolien en France, et devra être confirmée ou infirmée avec les prochaines périodes.

## 11 Annexes

### 11.1 Méthode de calcul des émissions de CO<sub>2</sub> et des prix de l'électricité

Afin d'évaluer l'impact des projets d'énergies renouvelables sur les niveaux et les coûts des émissions de CO<sub>2</sub>, des études ont été réalisées à l'aide du logiciel Artelys Crystal Super Grid, un outil de modélisation et d'optimisation de systèmes énergétiques permettant entre autres de simuler l'équilibre offre-demande à un pas de temps horaire sur une année à l'échelle de la France ou de l'Europe.

Dans un premier temps, l'équilibre offre-demande d'électricité en France a été reconstitué pour l'année 2017. Le modèle tient compte des caractéristiques de nombreux moyens de production du système électrique, de la demande horaire en France ainsi que des interconnexions avec les pays voisins. Le modèle s'appuie notamment sur les données publiques historiques de l'année 2017 fournies par RTE éco2mix<sup>21</sup>. Cette reconstitution a permis de définir un scénario de référence pour mener des analyses d'impact d'ajout de projets supplémentaires d'énergies renouvelables. Les courbes de charge journalières moyennes et annuelles moyennes des filières de production renouvelables sont représentées ci-dessous. La modélisation ne repose pas sur ces profils moyens mais bien sur les profils historiques réels de 2017, avec des chroniques temporelles variant donc d'un jour à l'autre.

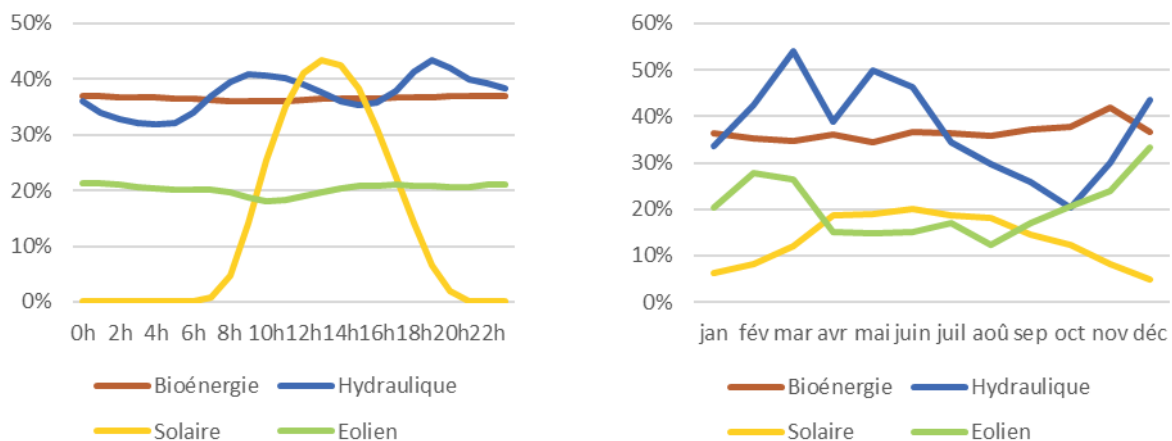


Figure 133 – Profils journaliers moyens et annuels moyens des productions EnR

Les projets, correspondant chacun à une filière de production ont été ajoutés séparément puis simultanément, donnant ainsi cinq contextes en plus du contexte de référence. Les puissances correspondant à chaque projet sont données dans le tableau qui suit. Un sixième contexte correspondant l'ajout des lauréats de l'appel d'offres technologiquement neutre a aussi été simulé.

	Puissance initiale (MW)	Puissance supplémentaire (MW)	Augmentation
<b>Solaire</b>	7660	6331	83%
<b>Eolien</b>	13559	2371	17%
<b>Biomasse</b>	1949	213,8	11%
<b>Hydro</b>	25517	29,3	0,1%

Puissances ajoutées pour les projets simulés

<sup>21</sup> <https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>

Pour chaque contexte, la gestion du parc est réoptimisée et les données issues de ces calculs permettent d'évaluer l'impact des projets sur les niveaux et les coûts des émissions de CO<sub>2</sub> ou sur les prix de l'électricité.

Une production d'énergie renouvelable décarbonée peut éviter des émissions du système électrique français en substituant de la production de la production carbonée. Pour déduire les émissions de CO<sub>2</sub> évitées, les contenus CO<sub>2</sub> des productions électriques liées à ces combustibles sont présentés ci-dessous.

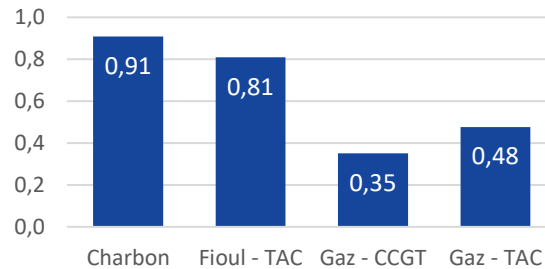


Figure 134 - Contenu moyen de CO<sub>2</sub> par filière (tCO<sub>2</sub>/MWh)

La production renouvelable française diminue aussi les émissions de CO<sub>2</sub> des pays voisins en exportant de l'électricité. Pour évaluer cet impact, la variation des exports nets à chaque heure doit être multipliée par le contenu CO<sub>2</sub> du moyen marginal de production dans le pays voisin importateur. Pour estimer ce dernier coefficient, l'analyse se base sur les prix de marché simulé dans la situation de référence (avant l'ajout des nouvelles capacités renouvelables développées dans le cadre des appels d'offres étudiés) aux heures où l'électricité est exportée. Les prix de marché en France sont en effet déterminés par la filière marginale en France et dans les pays voisins (dans le cas où la capacité d'export n'est pas saturée). Une augmentation de la production en France déplace donc de la production de cette filière marginale. Le tableau suivant montre l'association qui est faite entre le prix de marché français (avant l'ajout des nouvelles capacités) et la production évitée dans les pays voisins si les exports augmentent.

Prix en France (€/MWh)	Filière marginale dans les pays voisins
0 – 30	ENR / Nucléaire
30 – 45	Charbon
45 – 83	Gaz
> 83	Fioul

Association entre le prix de marché français et la filière marginale dans les pays voisins si les exports augmentent

## 11.2 Artelys

Artelys est une entreprise spécialisée dans la mise en œuvre de solutions d'aide à la décision quantitative, faisant intervenir des modèles et algorithmes de mathématiques décisionnelles : statistiques, analyse de données, intelligence artificielle, optimisation numérique et recherche opérationnelle.

Dès sa création, Artelys a exercé une part importante de son activité dans le domaine de l'énergie. Les ingénieurs d'Artelys mènent régulièrement des études quantitatives portant sur l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques, ce pour l'ensemble des acteurs du paysage énergétique : régulateurs, gestionnaires de réseaux de transport et de distribution, agences ministérielles, bourses, producteurs et consommateurs.

Artelys a réalisé plus d'une centaine d'études ou de projets logiciels auprès d'acteurs de référence :

- **Producteurs** - EDF, Engie, EON, Dalkia, CNR, Electrabel, Steweag, Air Liquide, Total;
- **Gestionnaires de réseaux** - RTE, Elia, GRT gaz, Enedis, GrDF, GALP, Sibelga, UEM Metz;
- **Constructeurs** - Areva, Schneider Electric;
- **Régulateurs, agences et ministères** - CRE, FERC, ADEME, DGEC (Ministère français de l'énergie), DG ENER (Commission Européenne), BFP (Bureau Fédéral du Plan en Belgique), OFEN (Office fédéral de l'Energie, Suisse) ;
- **Métropoles et collectivités** – Lyon, Rennes, Grenoble, Lille, Toulouse, Région Bretagne ;
- **Marchés** - EPEX, Belpex, Powernext.

Artelys est une société indépendante dont l'actionnariat est exclusivement composé de personnes physiques.

## 11.3 Simulation d'appel d'offres technologiquement neutre

## Introduction de l'annexe technologiquement neutre

Cette annexe vise à simuler le résultat d'appels d'offres technologiquement neutres (TN) qui auraient remplacé les appels d'offres concernés dans ce rapport, en supposant que les offres faites par les candidats aient été les mêmes que lors des appels d'offres effectivement réalisés. L'analyse menée dans cette annexe est faite sur un périmètre moins étendu que dans le rapport total, vu le caractère hypothétique des appels d'offres analysés ici. Les parties 1 à 4 reprennent certaines des questions du rapport original et donnent des éléments quantitatifs sur les appels d'offres TN sans comparaison avec les appels d'offres réels. La partie 5 est dédiée à la comparaison entre les appels d'offres réels et les appels d'offres TN.

Il a été choisi de regrouper les appels d'offres « originaux » par ordre chronologique selon leur date de remise de dossier dans **4 appels d'offres TN** (trois étant étudiées dans ce rapport), afin de conserver dans un intervalle de temps réduit les projets comparés, afin que leurs caractéristiques technologiques soient proches. Les règles suivantes ont en plus été appliquées :

- La biomasse est exclue de l'exercice, ces appels d'offres n'étant pas voués à se répéter prochainement
- Aucun coefficient pondérateur n'est appliqué sur les puissances des différentes technologiques : 1MW solaire = 1 MW hydroélectrique = 1 MW éolien
- Le tarif du candidat en €/MWh devient le seul critère de choix, et les autres critères disparaissent. Une variante avec un critère du coût du MWh pour l'Etat est aussi analysée.
- Les mécanismes participatifs sont conservés dans les calculs de coûts pour l'Etat.
- La puissance appelée des appels d'offres TN correspond à la somme des puissances des appels d'offres originaux, à l'exception de la période 5 de l'éolien qui ne compte que pour 500 MW dans l'appel d'offres TN à la place des 630 MW appelés qu'elle représente, car cet incrément de puissance était lié au non remplissage de la période 2 éolienne, rattrapé sur les périodes 5 et 6. Comme l'appel d'offres TN correspondant à la période 2 éolienne est potentiellement rempli par le solaire, ce rattrapage de puissance n'a plus lieu d'être.
- Les candidats éliminés par l'instruction ne sont pas sélectionnés, à l'exception des projets repêchés. De plus, des candidats qui n'avaient pas été instruits sont ajoutés. Une simulation d'instruction a été réalisée, pour représenter qu'une part des dossiers non-instruits aurait probablement été éliminée si l'instruction avait eu lieu. Pour cela, le taux moyen de non-conformité des projets instruits (en proportion de puissance éliminée sur instruite) a été calculé et appliqué aux projets non-instruits :
  - o 7% pour l'éolien,
  - o 3% pour le solaire de l'appel d'offres mixte,
  - o 1%, 6% et 5% pour les familles 1, 2 et 3 du solaire au sol
  - o 10% et 5% pour les familles 1 et 2 de l'appel d'offres solaire sur bâtiment

Au final, dans le cadre de cet annexe, les appels d'offres TN sont les suivants.

	Puissance totale (MW)	Périodes Solaire Sol	Périodes Solaire bâtiment	Mix éolien solaire	Périodes Eolien	Hydro - électricité
<b>Période TN 1</b>	2510	1, 2, 3	1, 2, 3	-	1	1
<b>Période TN 2</b>	2995	4, 5	4, 5, 6	1	2	-
<b>Période TN 3</b>	4100	6, 7	7, 8, 9	-	3, 4, 5	-

Tableau 4 - table de répartition des appels d'offres réels dans les appels d'offres TN



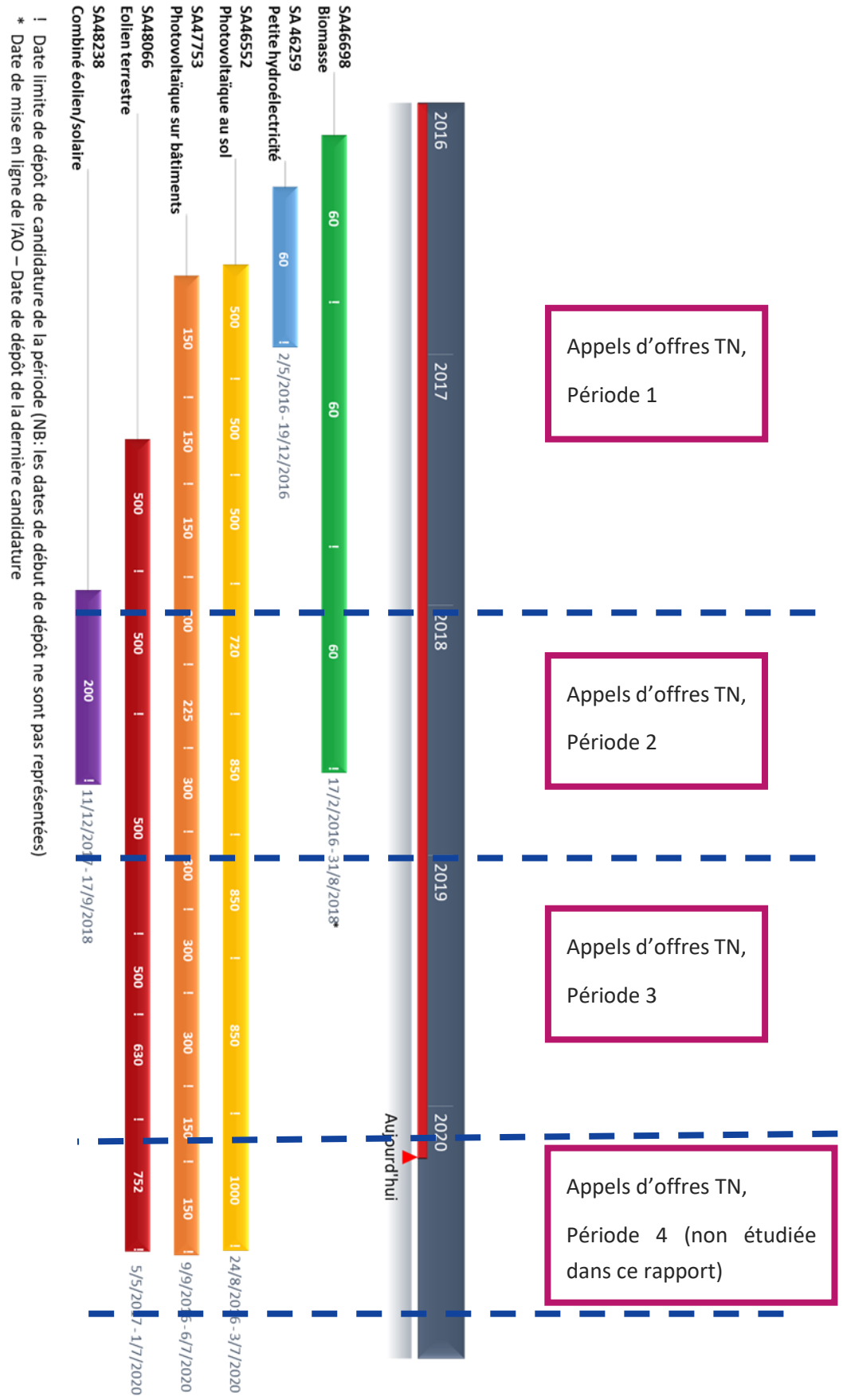


Figure 135 - Chronologie des appels d'offres lancés par la CRE concerné par l'étude, au 11/05/2020, et appels d'offres TN construits avec (chaque appel d'offres TN regroupe les appels d'offres placés avant les pointillés)

# 1. Annexe TN : Description générale des résultats du mécanisme de soutien

## 1.1 Annexe TN : Combien d'aides ont été accordées

### Hypothèses de production et de prix de l'électricité

Les projets considérés dans le cadre de ce rapport étant en construction dans leur immense majorité, les aides calculées ici se placent dans une année de référence où **toutes les installations lauréates auraient été construites**.

Le calcul des aides suit la même méthodologie décrite en partie 1 : l'année 2017 est prise comme année de référence pour les disponibilités et les coûts de références.

### Résultats

Le soutien public correspondant aux projets lauréats des appels d'offres TN représente 290 M€/an pour l'appel d'offres TN. Le coût moyen de l'électricité pour l'Etat est de 22,34€/MWh pour l'appel d'offres TN, et la production annuelle de 13 TWh.

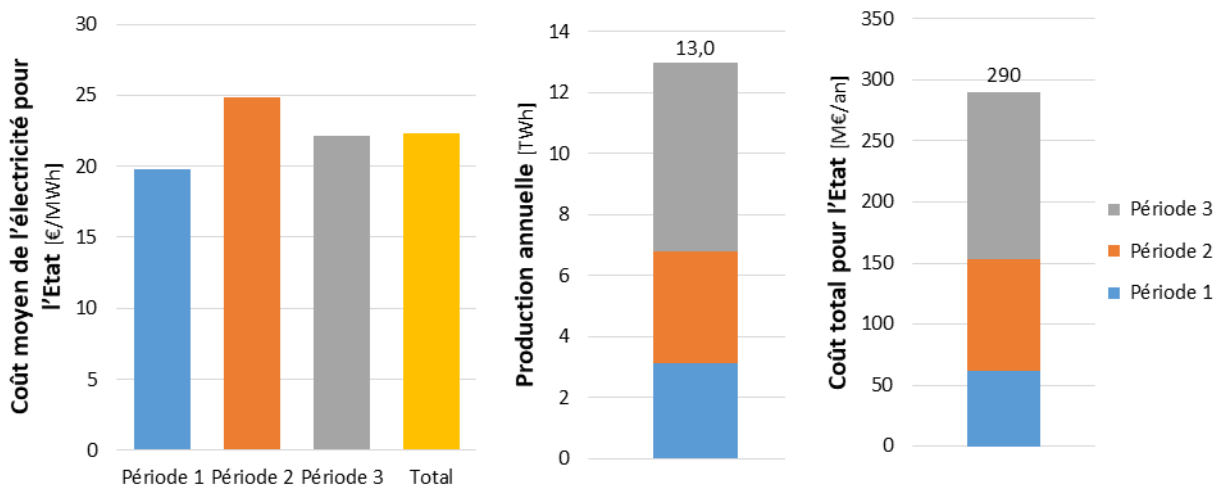


Figure 136 - Statistiques sur le montant global des aides

La filière photovoltaïque au sol est la filière qui bénéficie le plus du soutien public dans le cadre du mécanisme étudié. Plus de la moitié des aides annuelles lui sont destinées.

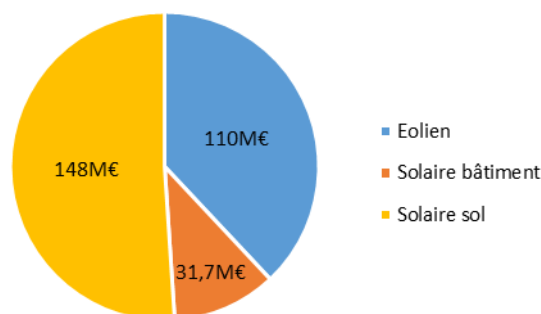


Figure 137 - montant des aides accordées annuellement aux différentes filières

## 1.2 Annexe TN : Combien de nouvelles installations ont été développées dans le cadre du programme ?

Sur l'ensemble des trois périodes, 7489 projets ont candidaté aux appels d'offres étudiés, et 1778 ont été retenus dans la simulation de l'appel d'offres TN.

Les puissances lauréates de l'appel d'offres TN sont quant à elles très proches des puissances appelées, l'appel d'offres TN permettant d'attribuer l'ensemble de la puissance appelée.

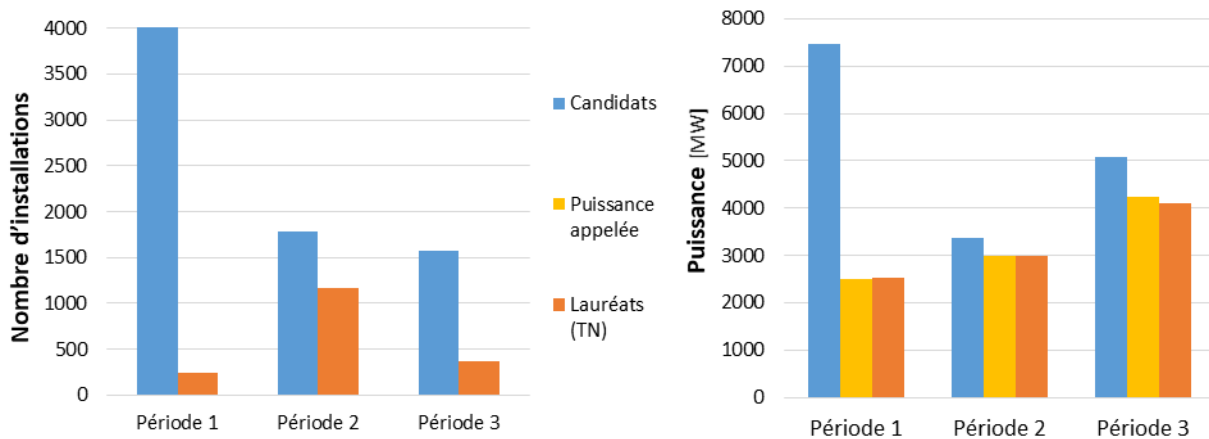


Figure 138 - statistiques sur les projets candidats et lauréats de l'appel d'offres TN et des appels d'offres réels

## 1.3 Annexe TN : Quelles sont les technologies des projets lauréats ?

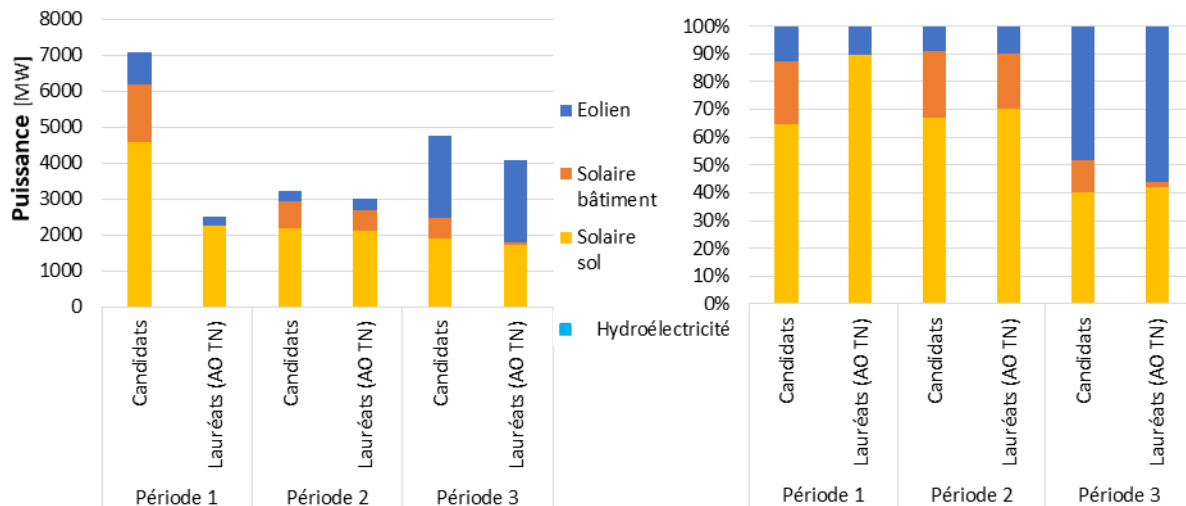


Figure 139 - Puissances candidates et lauréates par période et technologie

La première période est largement dominée par les projets solaires au sol (90% de la puissance lauréate). Aucun projet solaire sur bâtiment n'est lauréat de cette première période. Au fil des périodes, la part de puissance remportée par les projets éoliens croît, en raison de l'augmentation des puissances candidates. Néanmoins, cela ne permet pas de conclure d'un gain de compétitivité des technologies éoliennes sur les technologies solaires, en raison de l'inhomogénéité des puissances candidates entre les périodes. Par exemple, la première période TN regroupe trois périodes réelles solaires au sol et une période réelle éolienne, alors que la troisième période TN regroupe deux périodes réelles solaires au sol et trois périodes réelles éoliennes. Les projets éoliens représentent 13% de la puissance candidate à la

première période et 48% de la puissance candidate à la troisième période. Or, les puissances remportées par les différentes technologies dépendent fortement des puissances candidates.

Etudier les évolutions des taux de succès (quotient de la puissance lauréate par la puissance candidate) permet de mieux comparer les trois périodes.

**Tableau 5 – Taux de succès (puissance candidate/puissance lauréate) par période et technologie**

	Solaire sol	Solaire bâtiment	Eolien	Toutes technologies
Période 1	49%	0%	29%	35%
Période 2	97%	77%	100%	92%
Période 3	90%	13%	100%	86%

Sur la première période, la puissance totale offerte est largement supérieure à la puissance appelée. Les taux de succès sont donc bas pour toutes les technologies. A l'inverse, sur la deuxième période, le taux de succès global est très élevé, ce qui permet à des projets solaires sur bâtiment d'être classés.

On observe également que le taux de succès de l'éolien progresse plus que le taux de succès du solaire au sol. En effet, le taux de succès solaire au sol est meilleur que le taux de succès éolien sur la première période, mais moins bon sur les deux dernières périodes.

## 2 Annexe TN : Impact direct du mécanisme de soutien sur les bénéficiaires

Pour les appels d'offres réels, les impacts directs sur les bénéficiaires étudiés sont les suivants :

- Les bénéficiaires ont-ils augmenté la production d'énergie à partir d'énergies renouvelables ? Les bénéficiaires ont-ils augmenté la capacité de soutien aux énergies renouvelables ?
  - o Cette question n'est pas traitée ici, les bénéficiaires n'étant pas réels dans le cas de ces appels d'offres fictifs.
- Comment les impacts auraient-ils différé des autres niveaux d'enchères ?
  - o Il s'agit de voir ici comment les bénéficiaires évoluent au fil des enchères. Pour cette question sont présentées les courbes d'offres des appels d'offres TN.
- Quel aurait été le résultat de l'appel d'offres si le prix avait été le seul critère de sélection ?
  - o Le prix étant déjà le seul critère de sélection des appels d'offres TN, cette question est moins intéressante. Une analyse de sensibilité est néanmoins menée en prenant non pas le prix mais le coût pour l'Etat comme critère de choix des offres. La question à laquelle on répondra ici sera donc « Quel aurait été le résultat des appels d'offres TN avec le coût pour l'Etat comme critère de sélection ? ».
- Les impacts ont-ils varié entre les différentes catégories d'offres ?
  - o L'appel d'offres TN ne comporte qu'une catégorie d'appel d'offres, cette question n'a pas lieu d'être dans cette annexe.

### 2.1 Annexe TN : Courbes d'offres

A partir des données disponibles, les courbes d'offres pour chaque appel d'offres TN sont construites. Les périodes sont représentées séparément, pour prendre en compte l'évolution temporelle des tarifs proposés. De plus, une séparation des différentes technologies est opérée afin de visualiser la pénétration technologique des différentes périodes.

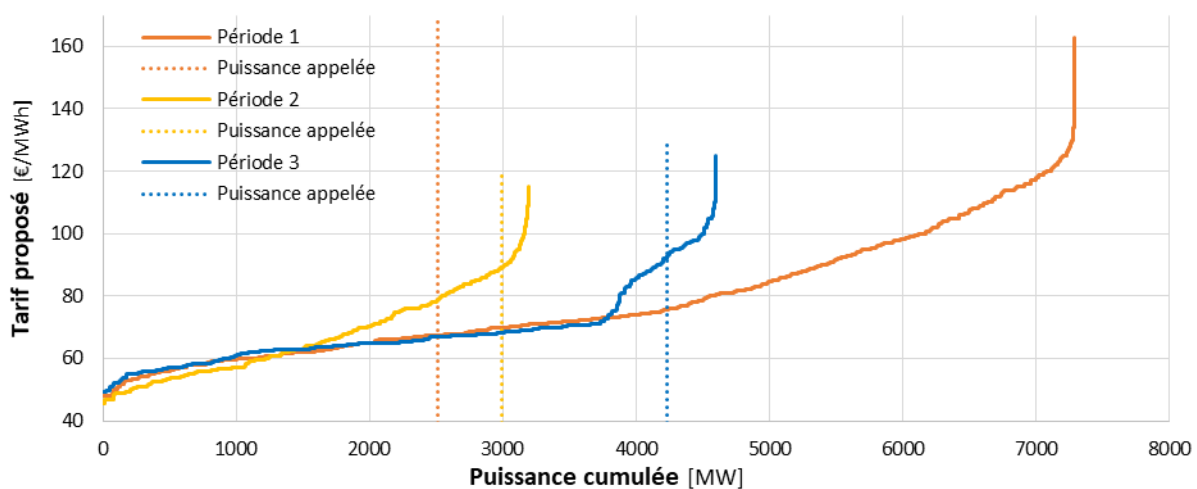


Figure 140 - Courbes d'offres des trois périodes TN analysées

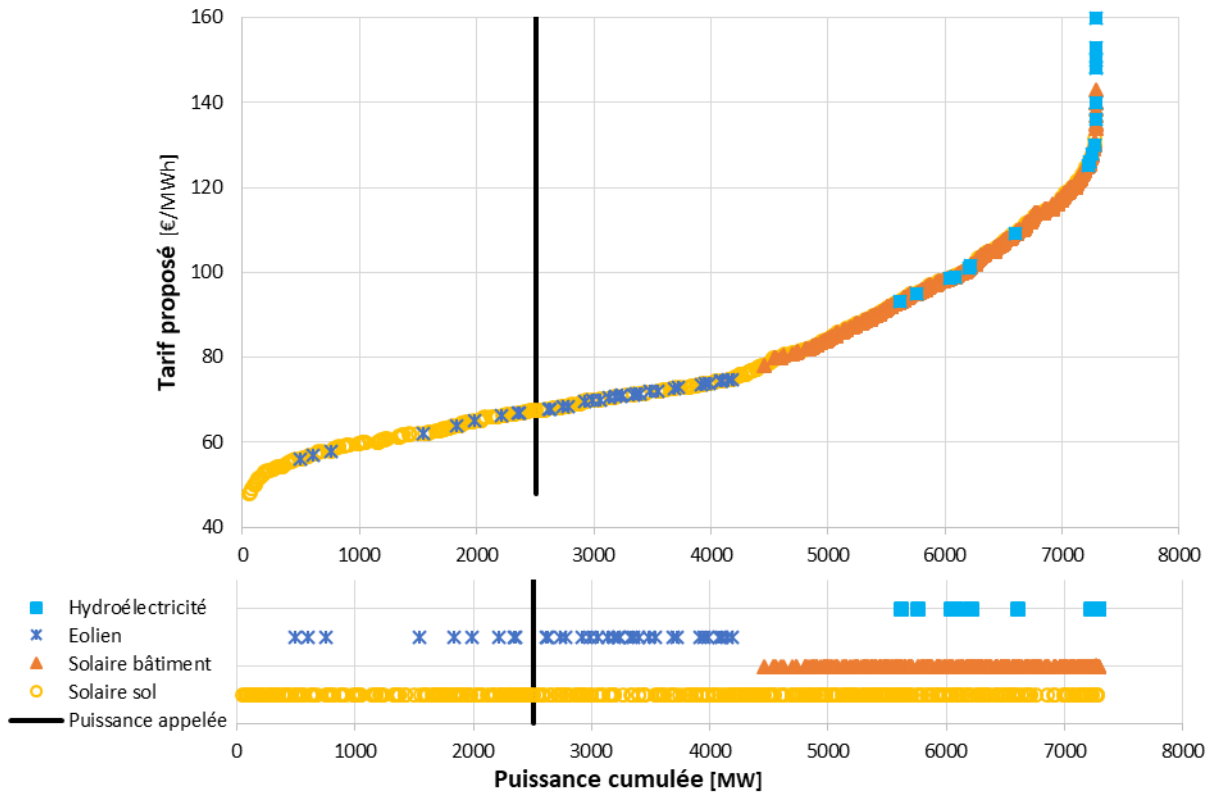


Figure 141 - Positionnement des différentes technologies sur la courbe d'offres pour la première période TN

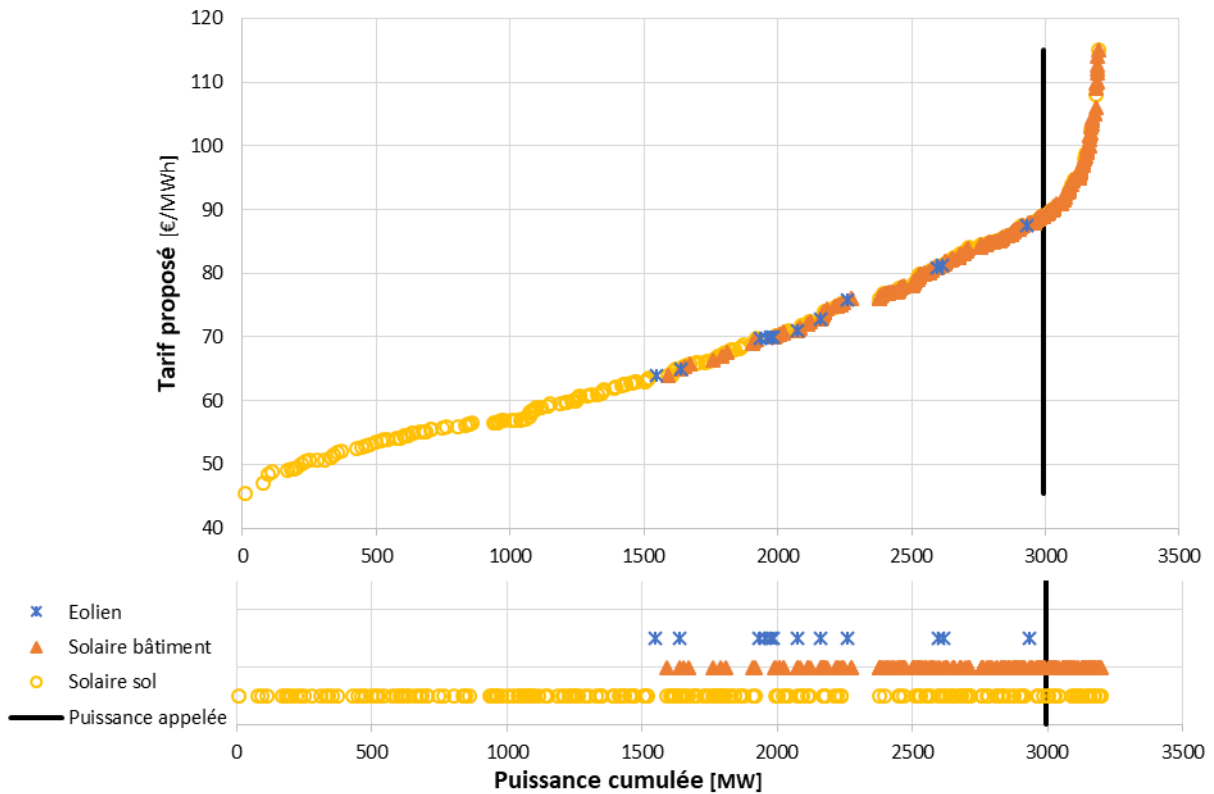


Figure 142 - Positionnement des différentes technologies sur la courbe d'offres pour la deuxième période TN

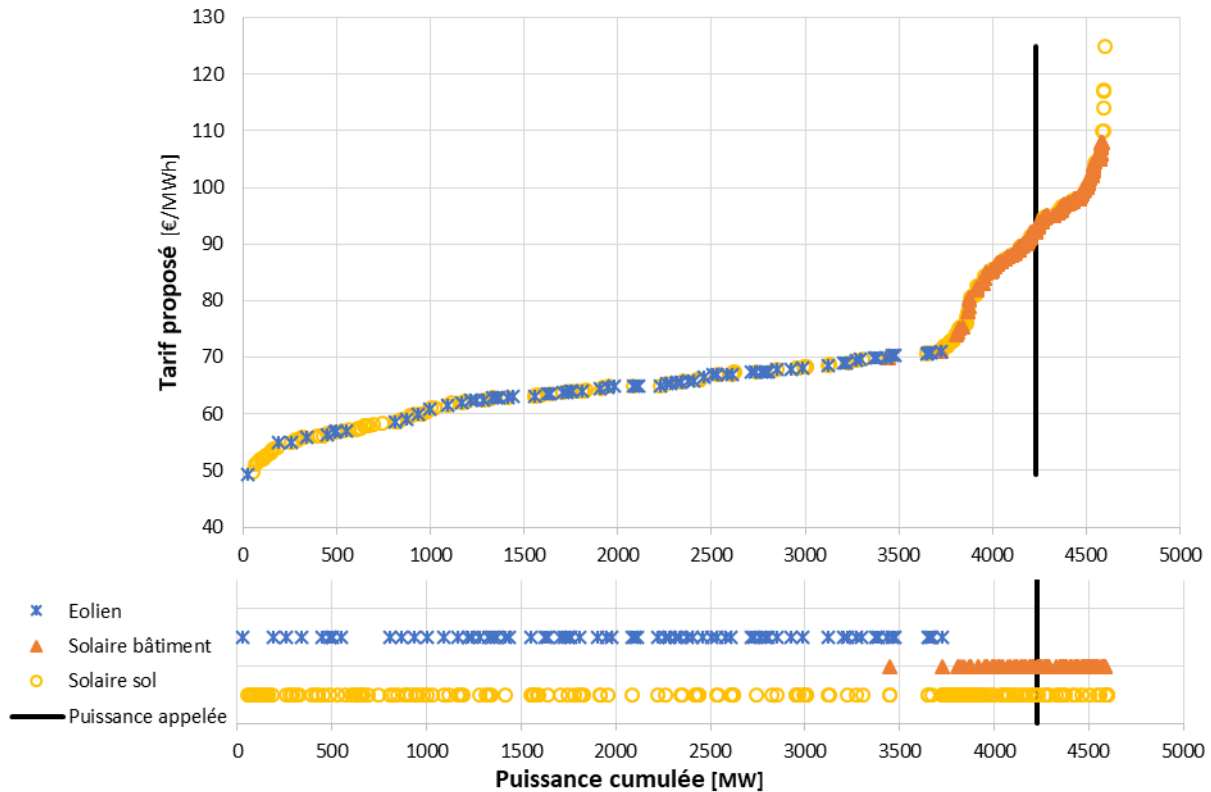


Figure 143 - Positionnement des différentes technologies sur la courbe d'offres pour la troisième période TN

Les courbes d'offres révèlent que la période 1 de l'appel d'offres TN aurait eu beaucoup plus de candidatures que la puissance appelée, tandis que les périodes 2 et 3 auraient été plus proches du nombre limite de candidats. En terme technologique, les conséquences sont directes : tandis que le solaire sur bâtiment, l'hydroélectricité sont exclus de la première période, avec les projets éoliens globalement éliminés, l'éolien est intégralement sélectionné pour les périodes 2 et 3, et le solaire sur bâtiment est aussi lauréat, tout en étant la technologie marginale.

## 2.2 Annexe TN : Quel aurait été le résultat des appels d'offres TN avec le coût pour l'Etat comme critère de sélection ?

Pour l'appel d'offres TN, le seul critère choisi dans cette étude est le prix. Un critère alternatif étudié dans cette partie est le coût pour l'Etat de l'énergie produite. Celui-ci peut s'évaluer ainsi *par technologie (solaire et éolien)* par le coût pour l'Etat d'un projet sur une année de référence, divisé par la production totale, calculée par la formule :

$$\text{Coût}_{Etat} [\text{€/MWh}] = \frac{\sum_{i=1}^{12} E_i * (T - M_{0i})}{\sum_{i=1}^{12} E_i}$$

Où  $i$  représente les 12 mois de l'année,  $E_i$  [MWh] est la production mensuelle du projet lauréat,  $T$  [€/MWh] son tarif de référence et  $M_{0i}$  [€/MWh] l'indicateur de prix mensuel calculé par la CRE, servant de prix de l'électricité pondéré par la production de la technologie choisie pour le mois considéré. Normalement, cette formule est calculée pour estimer le revenu du projet lauréat sur une année courante et les  $E_i$  et  $M_{0i}$  dépendent du projet et de l'année. Dans cette analyse, en imaginant que le critère soit normalisé pour tous les candidats, des  $E_i$  et  $M_{0i}$  homogène ont été utilisés, correspondant à l'année en 2017. La formule se simplifie alors en

$$Coût_{\text{état}} [\text{€/MWh}] = T - \frac{\sum_{i=1}^{12} E_i * M_{0i}}{\sum_{i=1}^{12} E_i}$$

Où  $\frac{\sum_{i=1}^{12} E_i * M_{0i}}{\sum_{i=1}^{12} E_i}$  est en fait une estimation du **prix moyen pondéré** par la puissance produite de l'électricité qu'aurait obtenu le projet lauréat s'il avait vendu son électricité sur les marchés. En 2017, ce prix moyen pondéré était de 41,34 €/MWh pour les projets photovoltaïques et 44,35 €/MWh pour les projets éoliens. Cela signifie que, pour l'année 2017, le photovoltaïque coûte à l'Etat, via le complément de rémunération, 3,01 €/MWh de plus que l'éolien pour un même tarif offert par les candidats. Adopter le critère de sélection du coût pour l'Etat à la place du tarif offert par les candidats engendre une augmentation de la puissance lauréate éolienne de 145 MW (6% de plus) au détriment du solaire sur l'ensemble des périodes.

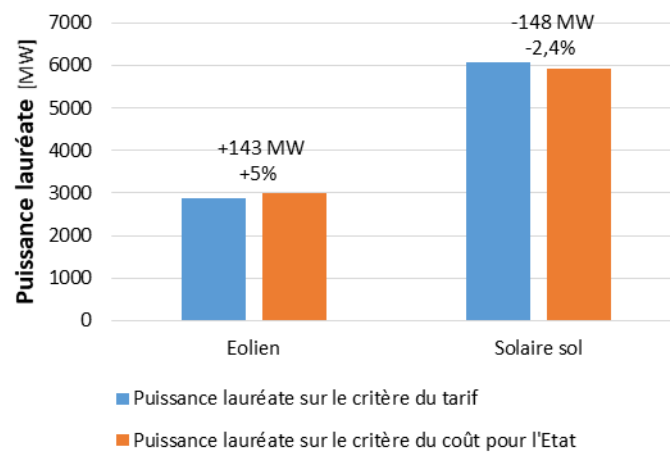


Figure 144 - Variation des projets lauréats dans l'appel d'offres TN si le coût pour l'Etat était le seul critère de sélection

L'impact sur le coût moyen de l'électricité pour l'Etat est minime : classer les candidats selon le critère du coût pour l'Etat au lieu du tarif de référence ne fait baisser le coût moyen de l'électricité pour l'Etat que de 0,05%. En revanche, en favorisant la technologie éolienne au détriment de la technologie solaire, cela fait augmenter le facteur de charge moyen et donc la production annuelle de 0,66%.

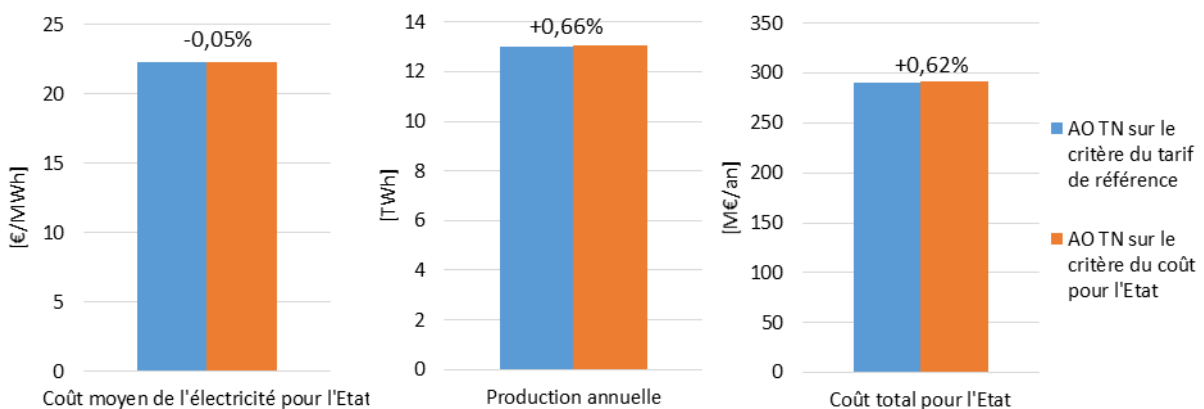


Figure 145 – Production annuelle et coût pour l'Etat avec le critère du coût pour l'Etat pour le classement es candidats



Ces résultats dépendent néanmoins fortement de l'année de référence prise pour calculer le coût pour l'Etat, car ce prix moyen pondéré ne suit pas une logique claire et subit les aléas du marché et des productions des différentes filières :

- Pour 2018, le prix moyen pondéré de l'éolien était de 48,1<sup>22</sup> €/MWh tandis que le prix moyen pondéré du solaire était de 51,2 €/MWh. On observerait cette une pénétration plus forte du solaire.
- En 2019, le prix moyen pondéré de l'éolien était de 37,4 €/MWh tandis que le prix moyen pondéré du solaire était de 38,3 €/MWh. On observerait une très légère hausse du solaire sur l'éolien

Ainsi, le coût réel pour l'Etat dépendra des prix de l'électricité dans les années à venir, et sa mise en application nécessiterait un consensus autour des prix de l'électricité dans les 20 ans de durée du contrat de rémunération. En tout état de cause, il est clair que le critère prix ne permet pas de refléter fidèlement le coût réel pour l'État. En outre, le coût réel pour l'État a d'autres déterminants que le seul coût de marché, notamment les taxes et frais de raccordement ou de renforcement du réseau, qui peuvent différer selon les technologies. Enfin, il convient de noter que le coût seul ne prend pas en compte les externalités négatives générées par les projets d'énergie renouvelable, comme les émissions de CO2 et les déchets générés sur le cycle de vie de l'installation, ou encore l'artificialisation des sols (cas du photovoltaïque au sol). Or, ces externalités peuvent être assez différentes en fonction du type de projet.

---

<sup>22</sup> Ce prix et les trois suivants sont calculés à partir des [productions mensuelles de l'open data RTE](#), ainsi que des [prix de référence pour les compléments de rémunération de l'open data CRE](#).

## 3 Annexe TN : Impacts indirects

L'impact des projets étudié dans cette partie est évalué avec le logiciel Artelys Crystal Super Grid selon la méthodologie établie dans l'annexe dédiée. Une situation de référence, correspondant à une reconstitution de l'année 2017 est comparée à une situation avec les projets lauréats de l'appel d'offres TN.

### 3.1 Annexe TN : Impacts indirects positifs

#### 3.1.1 Annexe TN : Quel a été l'impact du projet sur les niveaux et les coûts des émissions de CO<sub>2</sub> ?

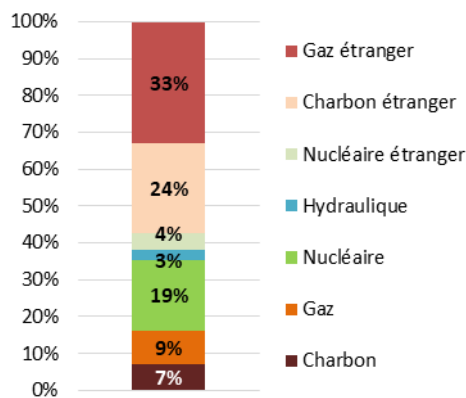


Figure 146 - Répartition de l'énergie supplémentaire produite par les lauréats de l'appel d'offres TN

Les productions supplémentaires des lauréats de l'appel d'offres TN déplacent les productions des autres filières, en France ou à l'étranger via une augmentation des exports d'électricité. Au total, 62% de la production des lauréats de l'appel d'offres TN est exportée, et évite des productions dans les autres pays européens à base de gaz (33%), charbon (24%) et nucléaire (4%).

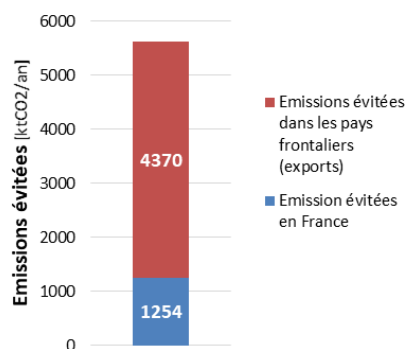


Figure 147 - Emissions de CO<sub>2</sub> évitées

Les capacités renouvelables installées en France dans le cadre de l'appel d'offres TN permettent ainsi d'éviter 5,6 MtCO<sub>2</sub>/an, soit en moyenne 0,43 tCO<sub>2</sub>/MWh renouvelable produit. Le coût moyen de l'électricité pour l'Etat étant de 22,34€/MWh, les émissions évitées reviennent à 51,7€/tCO<sub>2</sub>. Le coût pour l'Etat des émissions évitées est plus faible pour la première période TN, car le coût moyen de l'électricité pour l'Etat y est plus faible.

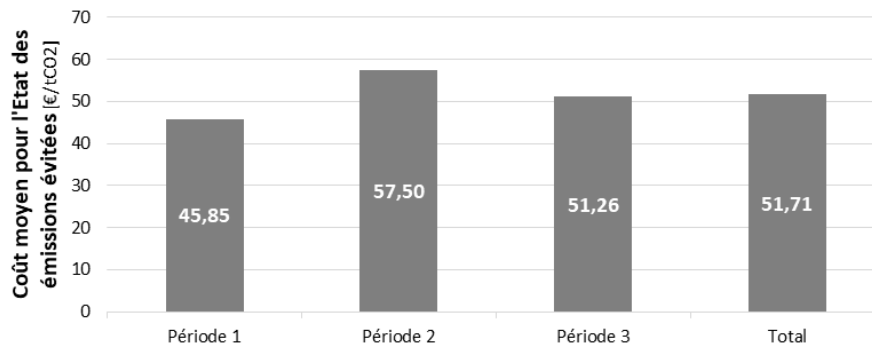


Figure 148 - Coût moyen pour l'Etat des émissions évitées

### 3.1.2 Annexe TN : Comment le soutien aux énergies a-t-il évolué en termes de production et de consommation d'énergie ?

La production des nouvelles installations lauréates remplace 4,95 TWh qui auraient été produits par d'autres technologies, et ajoute en plus 8,06 TWh de production nette qui est donc exportée, toutes choses égales par ailleurs. Une comparaison entre la situation de référence et le contexte comportant tous les projets lauréats ajoutés simultanément donne les variations de production annuelle par filière.

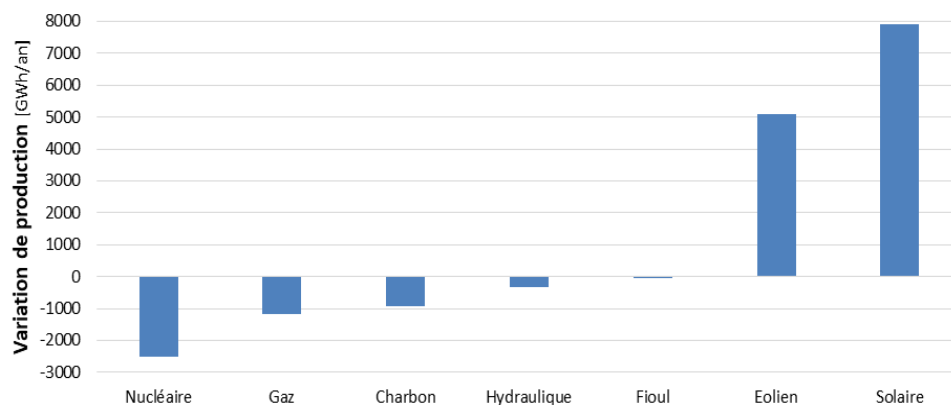


Figure 149 - Variation de production annuelle liée à l'ajout de projets lauréats

La production des filières thermiques françaises est impactée à la baisse. Les variations relatives de production annuelle sur ces filières sont présentées dans le tableau suivant :

	Gaz	Charbon	Nucléaire	Hydraulique	Fioul
<b>Ecart relatif de production des centrales françaises</b>	-19,5%	-6,89%	-0,64%	-0,75%	-84,7%

Les filières gaz et fioul étant peu appelées dans la situation de référence de 2017, la production évitée liée à l'ajout de tous les projets lauréats impacte plus fortement l'écart de production relatif. Les résultats ci-dessus dépendent néanmoins de l'année étudiée.

## 3.2 Annexe TN : Impacts indirects négatifs

### 3.2.1 Annexe TN : Y a-t-il eu des effets négatifs sur les prix de l'électricité ?

Ces projets représentent 5 TWh de production EnR avec un coût marginal faible qui déplacent l'équilibre offre-demande dans le sens d'une réduction des prix.

Plusieurs effets importants sont à noter :

- La forme des profils de production mensuels ou journaliers et la répartition du temps de marginalité par filière ne sont pas significativement impactées. Par conséquent, les projets issus des dispositifs de soutien évalués induisent une diminution des prix de 0,17 % en moyenne annuelle.
- L'ajout des projets réduit également la volatilité des prix (diminution de la variance de 0,22%).
- L'impact négatif des projets sur le prix de l'électricité est lissé sur toute l'année en partie par la ré-optimisation du parc hydraulique suite à l'ajout de ces projets. L'effet de cannibalisation du photovoltaïque est donc pour le moment peu constaté.

### 3.2.2 Annexe TN : Le régime a-t-il un impact sur les producteurs d'électricité ?

Les productions au gaz, au charbon et nucléaire sont déplacées et diminuent avec l'ajout des projets renouvelables comme le souligne la section 3.1.2. Par ailleurs, la section 3.2.3 met en évidence un léger impact négatif sur les prix de l'électricité de l'ajout de ces projets produisant à très faible coût marginal.

Les effets des projets lauréats sur les quantités et les prix provoquent fatalement un effet négatif sur les revenus des producteurs à base nucléaire, gaz et charbon. Le tableau ci-dessous présente la comparaison des productions, des revenus et des surplus des producteurs entre la situation de référence et la situation avec projets lauréats.

Les revenus bruts diminuent de façon quasiment similaire aux coûts de production (une moindre utilisation des centrales thermiques implique une baisse des coûts de combustibles et autres coûts variables). Au total, l'impact sur le surplus (revenus bruts auxquels sont déduits les coûts variables) reste très faible.<sup>23</sup>

	Gaz	Charbon	Nucléaire
<b>Ecart de production</b>	-19,5%	-6,89%	-0,64%
<b>Ecart relatif de revenu brut</b>	-17,5%	-5,48%	-0,38%
<b>Ecart de surplus</b>	-1,86%	-0,67%	-0,26%

Tableau 6 : Impacts relatifs de l'ajout des projets lauréats sur les filières thermiques nationales

- | L'écart de production compare les valeurs de productions annuelles en MWh.
- | Le revenu brut correspond aux gains liés à la vente d'électricité sur le marché (coûts de production non pris en compte).
- | Le surplus correspond à la différence entre les gains liés à la vente d'électricité sur le marché et les coûts variables de production.

<sup>23</sup> Une baisse de production n'implique pas de baisse de surplus pour l'acteur marginal.

## 4 Annexe TN : Proportionnalité

### 4.1 Annexe TN : Comment les prix des offres ont-ils évolué ou se sont-ils différenciés au fil du temps dans les différentes étapes des sélections ?

Dans cette section est étudiée l'évolution des tarifs proposés par les lauréats et les candidats, comparés aux prix limites imposés par les appels d'offres. Les graphiques affichés ici sont reliés aux courbes d'offres de la partie 2.2.1 que le lecteur peut visualiser pour avoir une meilleure idée de la répartition des offres candidates. Ici, le tarif plafond a été pris comme maximum des tarifs plafonds de l'ensemble des appels d'offres : la famille 3 de l'appel d'offres solaire au sol (ombrières de parking 0,5 – 10 MWc).

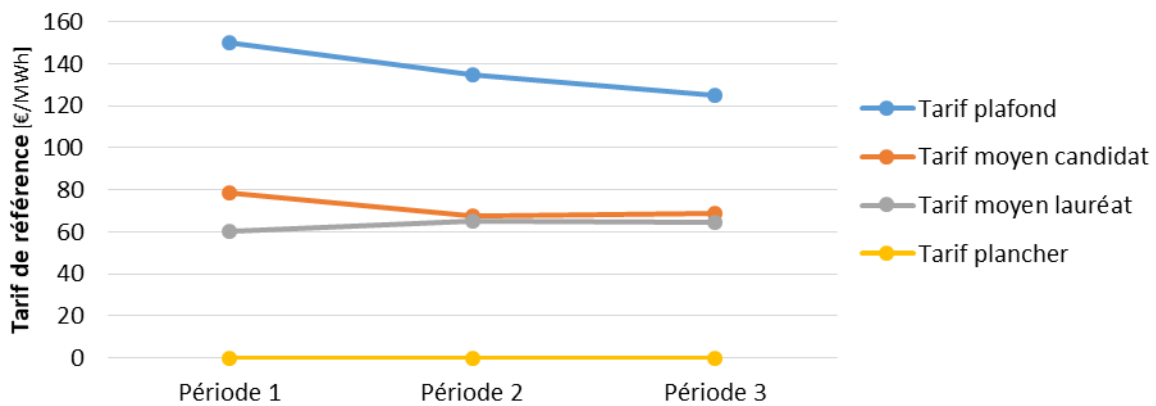


Figure 150 - Evolution des tarifs des appels d'offres TN

Les tarifs moyens des lauréats et candidats ne subissent pas d'évolution importante au fil des périodes de l'appel d'offres TN. Le tarif moyen des lauréats augmente entre les périodes 1 et 2, pour se rapprocher du tarif moyen des candidats. Cela s'explique par divers facteurs liés à leur construction, déjà traités en partie 1.1.

## 5 Annexe TN : Comparaison avec les appels d'offres réels

La comparaison avec les appels d'offres réels est nécessairement imparfaite, puisque l'on considère ici que les offres déposées par les candidats dans le cadre d'appels d'offres TN auraient été les mêmes que les offres déposées dans le cadre des appels d'offres spécifiques. En particulier, le haut niveau d'incertitude relatif aux filières les moins susceptibles d'être retenues à l'issue d'une telle procédure d'appel d'offres aurait pu conduire à ce que moins d'offres soient soumises dans ces technologies et/ou que les offres des filières plus susceptibles d'être retenues cherchent à s'aligner sur les niveaux de prix des autres filières. Par conséquent, la pression concurrentielle au sein d'appels d'offres technologiquement neutres aurait pu être inférieure à ce qui est modélisé ici.

### 5.1 Dans quelle mesure la sous-souscription aurait-elle été évitée si des appels d'offres moins étroits et non spécifiques à une technologie donnée avaient été utilisés ?

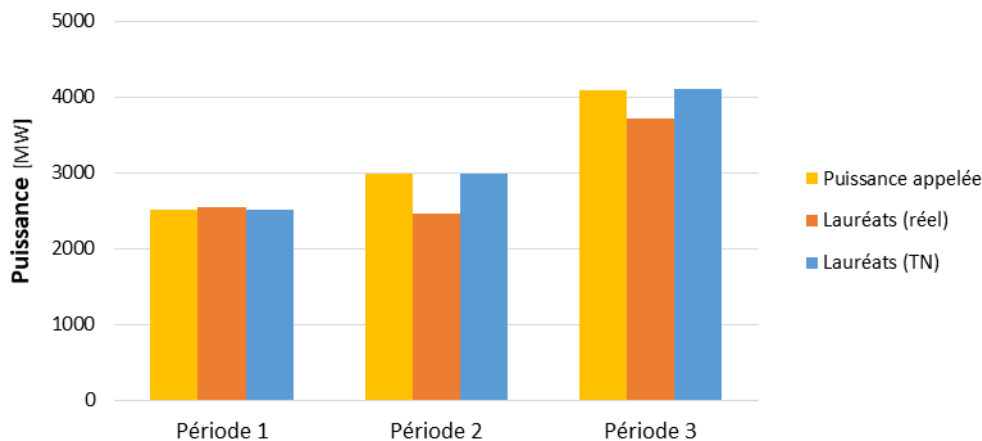


Figure 151 - comparaison des puissances lauréates de l'appel d'offres TN et des appels d'offres réels

En supposant que les offres soient les mêmes que pour les appels d'offres effectivement réalisés, la puissance offerte par les candidats des appels d'offres TN est toujours suffisante pour attribuer l'intégralité de la puissance appelée, ce qui n'est pas le cas pour les appels d'offres réels. Comme le montre le tableau ci-dessous, dans les appels d'offres réels à 13 reprises la puissance lauréate à la puissance appelée, faute de candidats éligibles. Sur les périodes étudiées, en décloisonnant les candidatures aux différents appels d'offres de technologies différentes, les appels d'offres TN auraient permis de pallier le problème de sous-souscription des appels d'offres réels. Ce constat doit être nuancé par les hypothèses de construction des appels d'offres TN, et en particulier le fait que les porteurs de projets auraient répondu de la même façon à un appel d'offres TN qu'à un appel d'offres réel. En contrepartie, cela peut entraîner un surcoût pour l'État, lorsque des projets plus chers sont retenus (par exemple en période 2, cf. 5.4 et 5.5).

Ainsi, sur les deuxième et troisième périodes de l'appel d'offres TN, la puissance attribuée lors de l'appel d'offres TN est supérieure à la somme des puissances lauréate des appels d'offres réels constituant ces deux périodes TN.

A l'inverse, sur la première période TN, la puissance attribuée lors de l'appel d'offres TN est légèrement inférieure à la somme des puissances attribuées lors des appels d'offres réels qui composent la première période TN. Ceci est explicable par le règlement des appels d'offres, qui stipule que les candidats sont retenus jusqu'à ce que la puissance attribuée dépasse la puissance appelée. Pour chaque appel d'offres lorsque la puissance appelée est atteinte, la puissance attribuée dépasse donc légèrement la puissance appelée.

Appel d'offres	Période TN	Période réelle	Famille	Puissance appelée	Puissance lauréate	
Solaire au sol	Période 1	Période 1		500	534,8	
		Période 2		500	507,6	
		Période 3		500	507,6	
	Période 2	Période 4	F1 (5 - 30 MWc)	450	453,5	
			F2 (0,5 - 5 MWc)	200	193,5	
			F3 (Ombrières de parking)	70	70,8	
		Période 5		850	855,2	
	Période 3	Période 6		850	856,6	
			F1 (5 - 30 MWc)	550	368,9	
			F2 (0,5 - 5 MWc)	230	231,7	
		F3 (Ombrières de parking)	70	48,9		
Solaire sur bâtiment	Période 1	Période 1		150	150,3	
		Période 2		150	151,9	
		Période 3		150	159,1	
	Période 2	Période 4		200	203,2	
			Période 5		225	231,4
			Période 6	F1 (100 - 500 kWc)	150	60,0
			F2 (0,5 - 8 MWc)	150	52,1	
	Période 3	Période 7	F1 (100 - 500 kWc)	150	95,9	
			F2 (0,5 - 8 MWc)	150	111,4	
			Période 8	F1 (100 - 500 kWc)	150	63,0
			F2 (0,5 - 8 MWc)	150	64,4	
		Période 9	F1 (100 - 500 kWc)	150	78,2	
			F2 (0,5 - 8 MWc)	150	69,1	
	AO mixte	Période 2	Période 1		200	202,5
	Eolien	Période 1	Période 1		500	508,4
Période 2		Période 2		500	133,5	
Période 3		Période 3		500	516,4	
		Période 4		500	575,8	
		Période 5		630	637,0	
Hydroélectricité	Période 1	Période 1		60	29,2	

Tableau 7 - puissances appelées et puissances attribuées [MW] des appels d'offres réels

	Période 1	Période 2	Période 3
<b>Nombre d'appels d'offres réels qui ont atteint la puissance appelée</b>	16	9	7
<b>Somme des excédents de puissances attribuées</b>	69,8 MW	26,8 MW	116,4 MW
<b>Nombre d'appels d'offres réels sous-souscrits</b>	5	5	8
<b>Somme des déficits de puissances attribuées</b>	30,8 MW	566 MW	620 MW
<b>Différence entre la puissance appelée et la puissance attribuée</b>	39,0 MW	-539 MW	-504 MW

Tableau 8 - excédents et déficits de puissances attribuées aux appels d'offres réels

Pour les appels d'offres réels qui constituent la première période TN, à 16 reprises (pour chaque famille/période) la puissance appelée a été atteinte. Les seize projets frontières induisent une puissance attribuée supérieure de 69,8 MW à la puissance appelée. Seules les cinq familles de l'appel d'offres hydraulique n'ont pas atteint la puissance appelée et totalisent un déficit de puissance de 30,8 MW. Au total, la puissance attribuée à l'ensemble des appels d'offres réels qui composent la première période de l'appel d'offres TN est supérieure de 39 MW à la puissance appelée.

	Période 1	Période 2	Période 3
<b>Nombre d'appels d'offres TN qui ont atteint la puissance appelée</b>	1	1	1
<b>Somme des excédents de puissances attribuées</b>	8,2 MW	0,2 MW	1,6 MW
<b>Nombre d'appels d'offres TN sous-souscrits</b>	0	0	0
<b>Somme des déficits de puissances attribuées</b>	0 MW	0 MW	0 MW
<b>Différence entre la puissance appelée et la puissance attribuée</b>	8,2	0,2	1,6

Tableau 9 - excédents et déficits de puissances attribuées aux différentes périodes de l'appel d'offres TN

La puissance appelée est atteinte pour les trois périodes étudiées de l'appel d'offres TN. De plus, chacune des trois périodes ne comporte qu'un seul projet frontière (projet qui permet de dépasser la puissance appelée). L'excédent de puissance attribuée est donc bien plus faible que pour les appels d'offres réels, expliquant l'écart des puissances attribuées sur la première période.

## 5.2 Technologies

### 5.2.1 Quelles technologies sont avantagées par l'appel d'offres TN par rapport aux appels d'offres réels ?



## Projets entrants et sortants

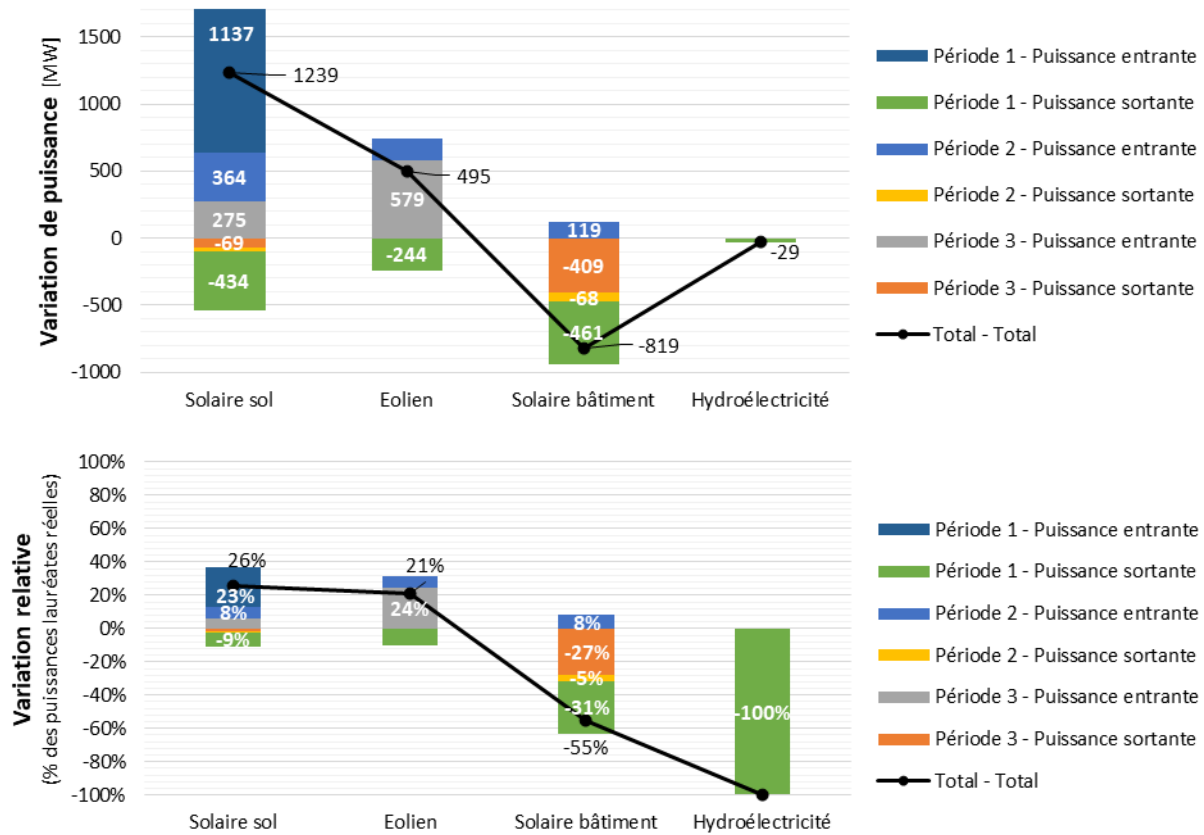


Figure 152 - puissances entrantes et sortantes par technologie

La figure ci-dessus permet de comparer pour chaque technologie et chaque période les puissances entrantes (c'est-à-dire les projets non-lauréats des appels d'offres réels et lauréats de l'appel d'offres TN) et sortantes (c'est-à-dire les projets lauréats des appels d'offres réels et non-lauréats de l'appel d'offres TN). Sur l'ensemble des périodes, les évolutions entre appels d'offres réels et TN sont les suivantes :

- la puissance des projets solaires sur bâtiment diminue de 55% ;
- les puissances des projets solaires au sol et éoliens augmentent respectivement de 1239 MW et 495 MW, soit des augmentations de 264% et 21% ;
- la puissance des projets hydroélectriques diminue de 100%, aucun projet hydroélectrique n'étant retenu dans l'appel d'offres TN.

Pour les technologies solaires au sol et éoliennes, bien que le solde de puissance soit globalement positif, les puissances sortantes sont tout de même non-nulles. Pour le solaire au sol, ceci s'explique par la disparité entre les trois familles qui composent l'appel d'offres réel. En effet, la troisième famille de l'appel d'offres solaire au sol (centrales sur ombrières) est bien plus chère que les deux premières familles. Les tarifs de référence des centrales sur ombrières est plus proche des tarifs de références des projets solaires sur bâtiments que des tarifs de références des projets des deux premières familles de l'appel d'offres solaire au sol.

Les projets éoliens sortants de l'appel d'offres TN sont expliqués par la concurrence imposée par le haut niveau de participation des projets solaires sur la première période, visible sur la Figure 141.

Si le solde est globalement négatif pour la filière solaire sur bâtiment, certains projets de cette technologie non-lauréats de l'appel d'offres réel remportent l'appel d'offres TN en particulier sur la période 2 TN. Ceci s'explique le faible écart entre les puissances appelées et les puissances candidates, bien visible sur la Figure 142 . Les difficultés règlementaires de la filière éolienne lors de cette seconde période expliquent la faible puissance offerte éolienne. Pour attribuer l'intégralité de la puissance appelée, il a donc été nécessaire de prendre des projets solaires sur bâtiments, plus chers.

### 5.2.2 Comment le nombre de projets lauréats évolue-t-il par rapport aux appels d'offres réels ?

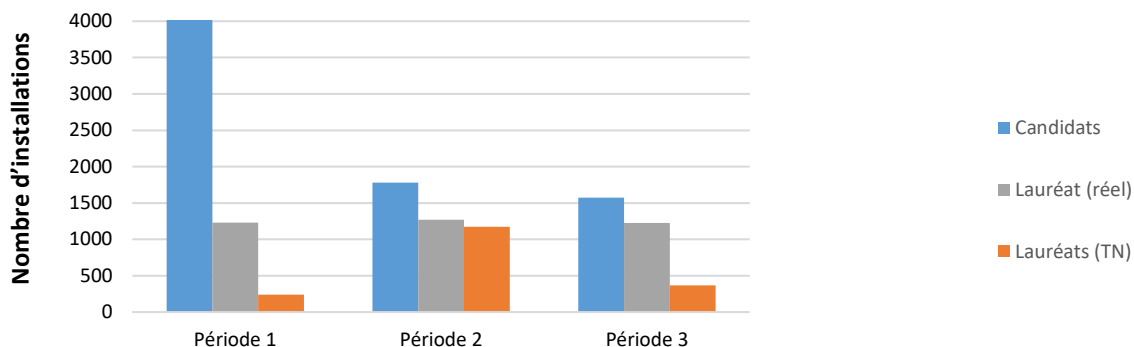


Figure 153 - évolution du nombre de projets lauréats des appels d'offres réels de de l'appel d'offres TN au fil des périodes

Le nombre de projets lauréats est bien plus faible pour les appels d'offres TN que pour les appels d'offres réels, les appels d'offres TN favorisant les technologies éoliennes et solaires au sol, au détriment de la technologie solaire sur bâtiments ayant une puissance moyenne bien plus faible, ce qui fait chuter le nombre de projets lauréats.

Eolien	Appel d'offres mixte	Solaire au sol	Hydroélectricité	Solaire sur bâtiment
22	11	6,6	1,7	0,53

Tableau 10 - Puissance moyenne des projets candidats par technologie [MW]

### 5.2.3 Comment le niveau de compétition évolue-t-il par rapport aux appels d'offres réels ?

Les données des entreprises des projets lauréats de l'appel d'offres TN et non-lauréats des appels d'offres réels n'étant pas disponibles, l'évolution du niveau de concurrence entre les entreprises et de la concentration de marché n'est pas étudiée.

Néanmoins, la diminution des puissances remportées par les projets solaires sur bâtiment aux bénéfices de projets solaires au sol et éoliens laissent penser que le marché serait plus concentré avec un appel d'offres TN qu'avec les appels d'offres réels, leur marché propre étant plus concentré comme le montre l'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) calculé sur les lauréats des appels d'offres réels.

Solaire au sol	Eolien	Solaire sur bâtiment
709	557	207

Tableau 11 - Comparaison des HHI (calculé des lauréats des appels d'offres réels pour les différentes technologies)

Ainsi, les entreprises spécifiques au solaire sur bâtiment, souvent spécialisées dans ce secteur et de petite taille auraient été largement impactées par le passage à un appel d'offres TN, en particulier sur la période 2. La diminution observée du nombre de projets lauréats (partie 5.2.2) va dans le même sens.

### 5.3 Comment la quantité d'électricité produite évolue-t-elle par rapport aux appels d'offres réels ?

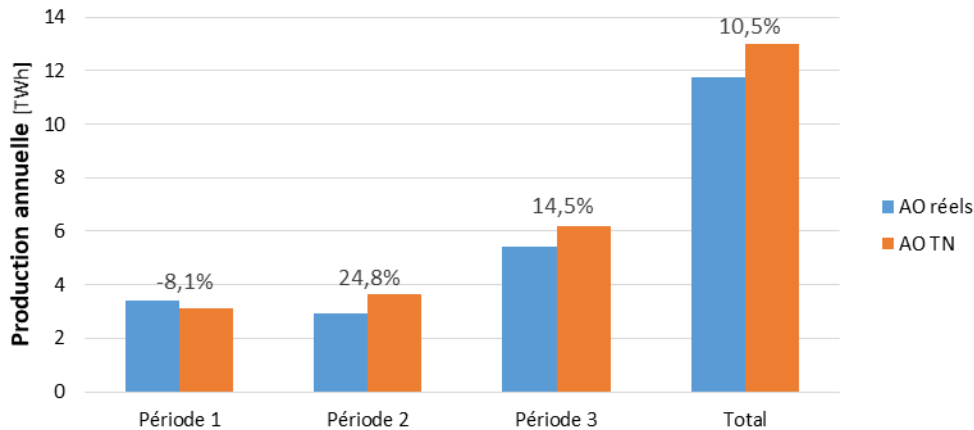


Figure 154 - comparaison de la production d'électricité des projets lauréats des appels d'offres réels et de l'appel d'offres TN

La production totale d'électricité des projets lauréats de l'appel d'offres TN est estimée à 13,0 TWh/an, soit une augmentation de 10,5% par rapport aux appels d'offres réels, avec une disparité importante entre les périodes.

La production annuelle d'électricité peut être décomposée en deux facteurs :

- la puissance installée (en MW) dont la comparaison entre les appels d'offres réels et l'appel d'offres TN est étudiée à la partie 5.1 ;
- la disponibilité (en heures pleines équivalentes ou MWh produit/MW installé).

Pour les projets éoliens et hydrauliques, les disponibilités correspondent aux disponibilités moyennes sur l'ensemble des parcs respectifs observées sur les données de l'année 2017. Pour les projets solaires, elle correspond à la disponibilité moyenne sur l'ensemble du parc solaire observée sur les données de l'année 2017, corrigé par l'ensoleillement de chaque projet.

Technologie	Disponibilité moyenne pondérée par la puissance (heures pleines/an)
Solaire au sol	1155
Solaire sur bâtiment	1243
Eolien	1777
Hydroélectricité	3275

Tableau 12 : disponibilité moyenne des installations lauréates par technologie

A titre illustratif, une installation éolienne produire en moyenne environ 40% d'électricité de plus qu'une installation solaire de même puissance.

	Appels d'offres réels	Appel d'offres TN	Variation relative
<b>Période 1</b>	1339	1245	-6,99%
<b>Période 2</b>	1197	1224	2,29%
<b>Période 3</b>	1449	1507	3,97%

Tableau 13 : disponibilité moyenne des installations lauréates, par période TN

La première période TN est favorable au solaire au sol, au détriment de toutes les autres technologies. La disponibilité moyenne diminue donc. En revanche, pour les deux autres périodes, le transfert de puissances attribuées à des projets solaires dans les appels d'offres réels vers des projets éoliens dans l'appel d'offres TN tend à faire augmenter la disponibilité moyenne des projets.

	Variation de puissance installée	Variation de disponibilité moyenne des lauréats	Variation de production d'électricité
<b>Période 1</b>	-1,21%	-6,99%	-8,1%
<b>Période 2</b>	22,0%	2,29%	24,8%
<b>Période 3</b>	10,1%	3,97%	14,5%

Tableau 14 : variations de puissance installée, disponibilité moyenne des lauréats et production d'électricité entre les appels d'offres réels et l'appel d'offres TN

## 5.4 Tarif moyen de référence et coût moyen de l'électricité pour l'Etat

L'appel d'offres technologiquement neutre permet d'uniformiser les tarifs frontières des différentes technologies. Sur le graphique ci-dessous sont représentés les tarifs et puissances lauréates des différents appels d'offres réels. La hauteur des rectangles représente la plage des tarifs de référence des lauréats réels et la largeur des rectangles la puissance lauréate.

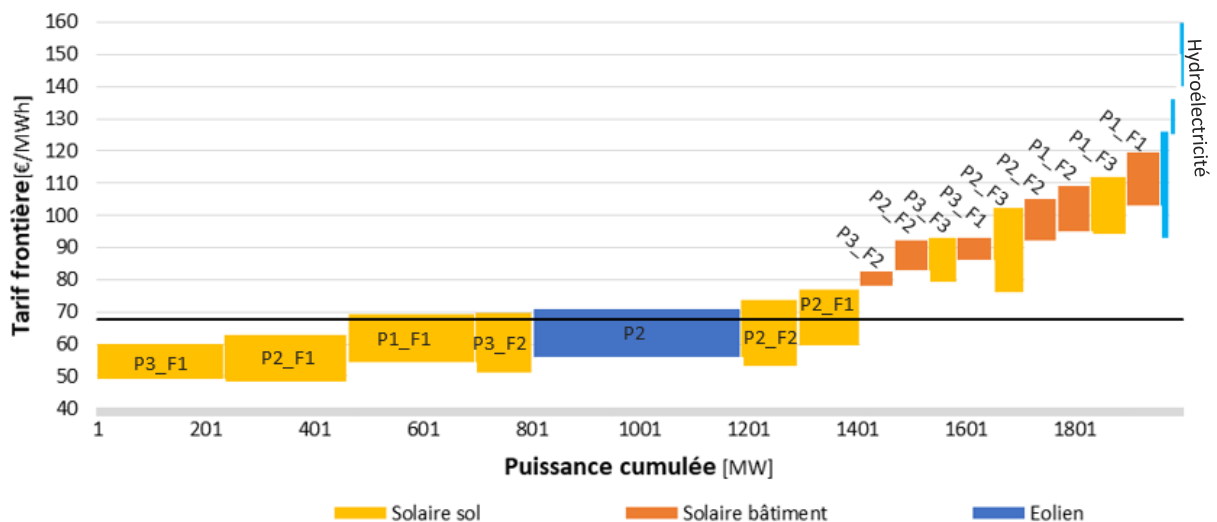


Figure 155 - comparaison des tarifs frontières de appels d'offres réels et de l'appel d'offres TN – période 1

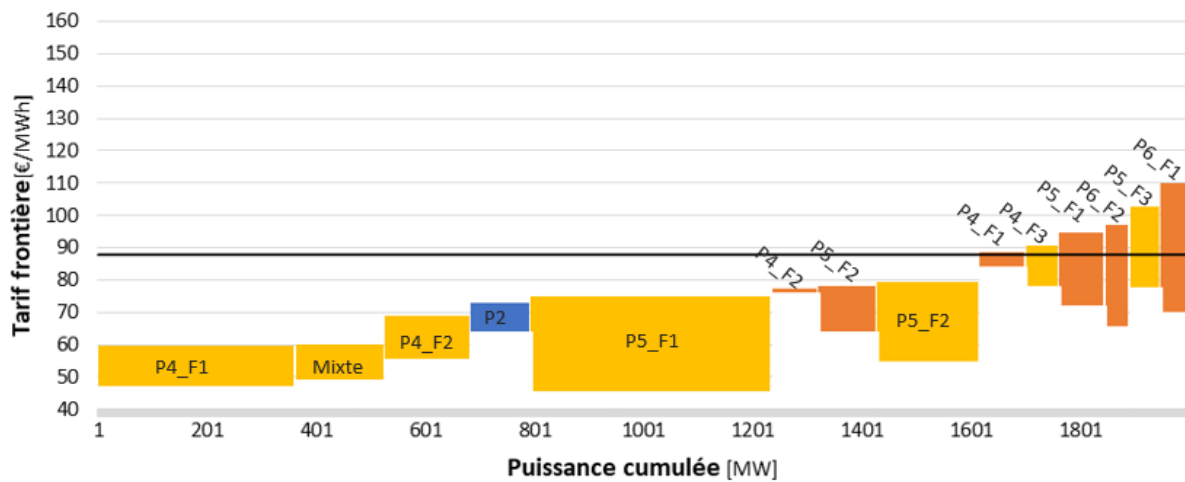


Figure 157 - comparaison des tarifs frontières de appels d'offres réels et de l'appel d'offres TN – période 2

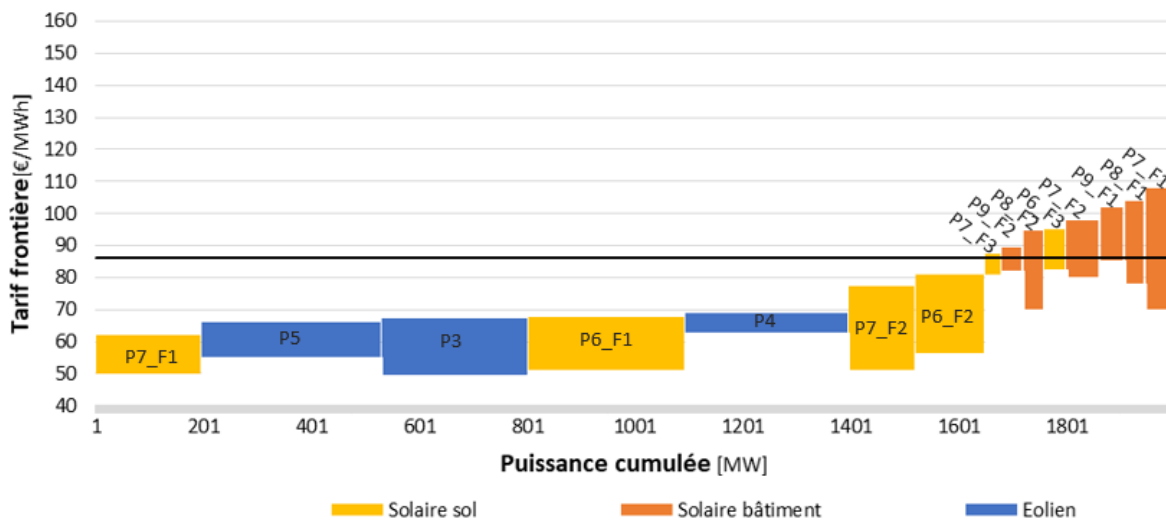


Figure 156 - comparaison des tarifs frontières de appels d'offres réels et de l'appel d'offres TN – période 3

Pour les premiers appels d'offres réels, le tarif frontière est inférieur au tarif frontière de l'appel d'offres TN. Des projets candidats malheureux à ces appels d'offres réels sont donc lauréats de l'appel d'offres TN. Pour les derniers appels d'offres réels, le tarif minimum des lauréats est supérieur au tarif frontière de l'appel d'offres réel. Aucun projet candidat à ces appels d'offres réels n'est donc retenu pour l'appel d'offres technologiquement neutre.

Pour les autres appels d'offres, une partie des projets lauréats de l'appel d'offres réel a proposé un tarif de référence inférieur au tarif de référence de l'appel d'offres TN. Ces projets sont donc retenus pour l'appel d'offres TN. Les autres projets (lauréats réels) ne sont pas retenus pour l'appel d'offres TN. Simultanément, des projets non retenus pour les appels d'offres réels (car les critères extra-financiers leurs étaient défavorables) sont retenus pour l'appel d'offres TN.

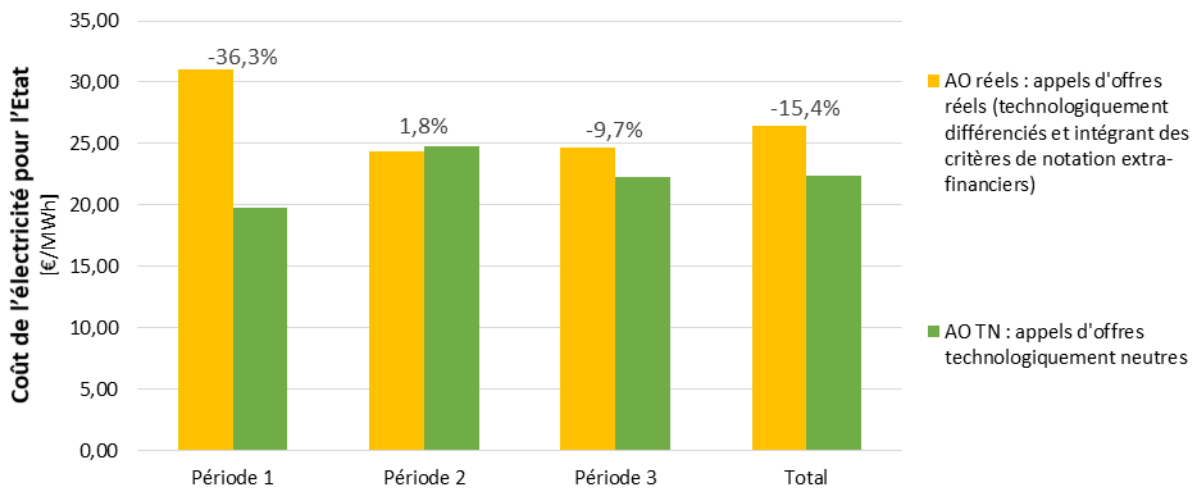


Figure 158 - comparaison du coût moyen de l'électricité pour l'Etat pour l'appel d'offres TN et les appels d'offres réels

Sur l'ensemble des périodes, le coût moyen de l'électricité pour l'Etat décroît de 15,4%. On observe néanmoins de grande disparité entre les trois périodes. En particulier, le coût moyen de l'électricité pour l'Etat sur la deuxième période est plus élevé dans l'appel d'offres TN que dans les appels d'offres réels.

Ce résultat, contre-intuitif, est dû à la puissance plus importante attribuée lors de l'appel d'offres TN par rapport aux appels d'offres réels. En effet, lors des appels d'offres réels, toute la puissance appelée n'a pas été attribuée, faute de candidats. Lors de l'appel d'offres TN, toute la puissance appelée a bien été attribuée. Pour cela, des candidats solaires sur bâtiments non-retenus pour les appels d'offres réels ont été retenus pour l'appel d'offres TN.

Coût moyen de l'électricité pour l'Etat (€/MWh)	Appels d'offres réels	Appel d'offres technologiquement neutre	Différence relative
Solaire au sol	22,71	20,97	-7,6%
Solaire sur bâtiments	48,55	38,25	-21,2%
Eolien	20,42	21,63	5,9%

La baisse du coût moyen pour l'Etat de l'électricité la plus importante concerne la technologie solaire sur bâtiments. Cela est explicable par la baisse des volumes lauréats de l'appel d'offres TN par rapport aux appels d'offres réels pour cette technologie. Similairement, le coût moyen de l'électricité éolienne pour l'Etat est légèrement plus important dans l'appel d'offres TN que dans les appels d'offres réels, car les puissances éoliennes lauréates de l'appel d'offres TN sont plus importantes. Des projets non-retenus pour les appels d'offres réels (car plus chers que les autres projets éoliens) sont retenus dans l'appel d'offres TN (en remplacement de projets solaires sur bâtiments). Cela fait augmenter le tarif moyen des lauréats éoliens, et donc le coût moyen de l'électricité pour l'Etat.

Pour le solaire au sol, le tarif moyen des lauréats de l'appel d'offres TN est inférieur au tarif moyen des lauréats réels, malgré des volumes plus importants. Ceci est explicable par la grande disparité entre les trois familles solaires au sol : la troisième famille (ombrières de parking) et nettement plus chère que les deux premières familles. En passant à un appel d'offres technologiquement neutre, le volume global de lauréats solaire au sol augmente. Des projets des familles 1 et 2 non-retenus car trop chers sont retenus (ce qui fait augmenter le tarif moyen des lauréats). Mais des lauréats réels solaires sur bâtiments sont écartés de l'appel d'offres TN, ce qui fait diminuer le tarif moyen des lauréats et donc le coût moyen de l'électricité pour l'Etat.

## Quelle est l'influence de la suppression des critères extra-financiers ?

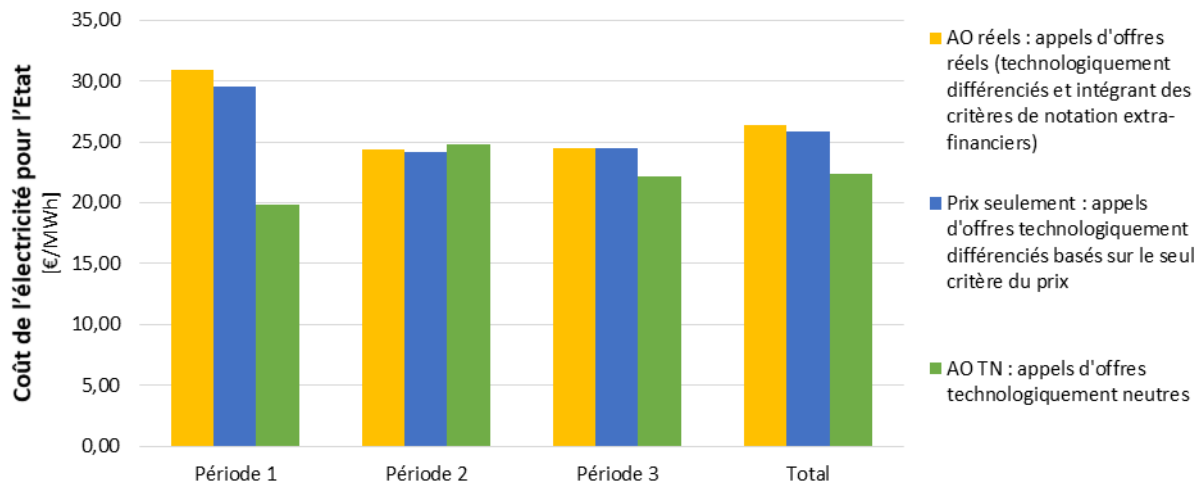


Figure 159 - comparaison du coût moyen de l'électricité pour l'Etat pour l'appel d'offres TN, les appels d'offres réels et des appels d'offres technologiquement différenciés basé sur le seul critère du tarif de référence

L'objectif du graphique ci-dessus est d'évaluer la part de réduction du coût moyen de l'électricité pour l'Etat imputable à la suppression des critères extra-financiers dans la notation et le classement des offres, et la part imputable à la neutralité technologique des appels d'offres. Pour cela, des appels d'offres technologiquement différenciés mais ne prenant en compte que le tarif de référence pour le classement des offres, ont été simulés. Les appels sont subdivisés en périodes et familles, de la même manière que pour les appels d'offres réels.

Le coût moyen de l'électricité pour l'Etat des appels d'offres technologiquement différenciés basés sur le seul critère du prix est très proche du coût moyen de l'électricité des appels d'offres réels. L'économie réalisée par l'Etat sur l'appel d'offres TN est donc bien imputable en majorité à la neutralité technologique.

Cette économie traduit notamment le fait que les technologies les plus chères (hydroélectricité et PV bâtiment) n'obtiennent que des volumes faibles ou nuls dans l'appel d'offres TN.

## 5.5 Coût total du dispositif pour l'Etat

### Résultats généraux

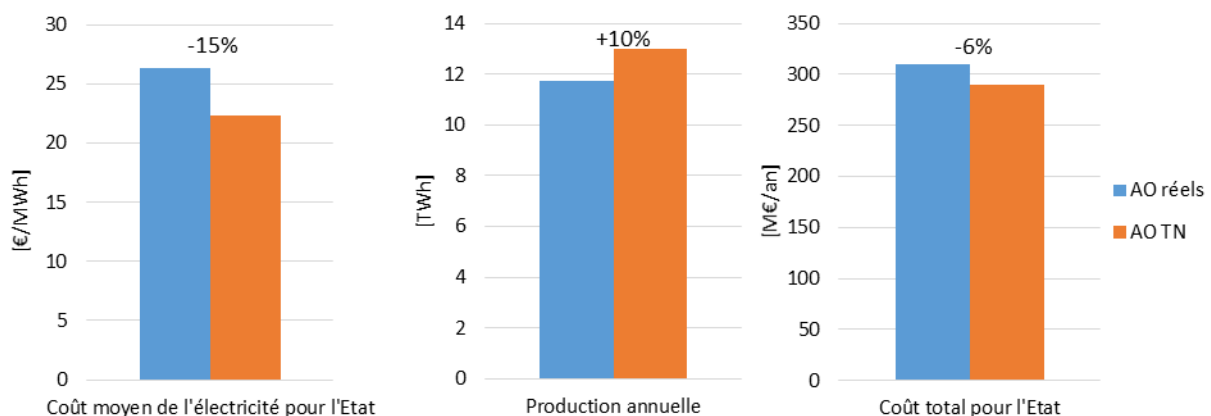


Figure 160 - comparaison du coût pour l'Etat de l'appel d'offres TN et des appels d'offres réels

Sur l'ensemble des périodes, le coût total pour l'Etat décroît de 6%. Cela représente une économie annuelle de 19,5 M€ pour l'Etat. La production annuelle croît de 10%. Il existe néanmoins de grandes disparités entre les périodes.

### Résultats par période

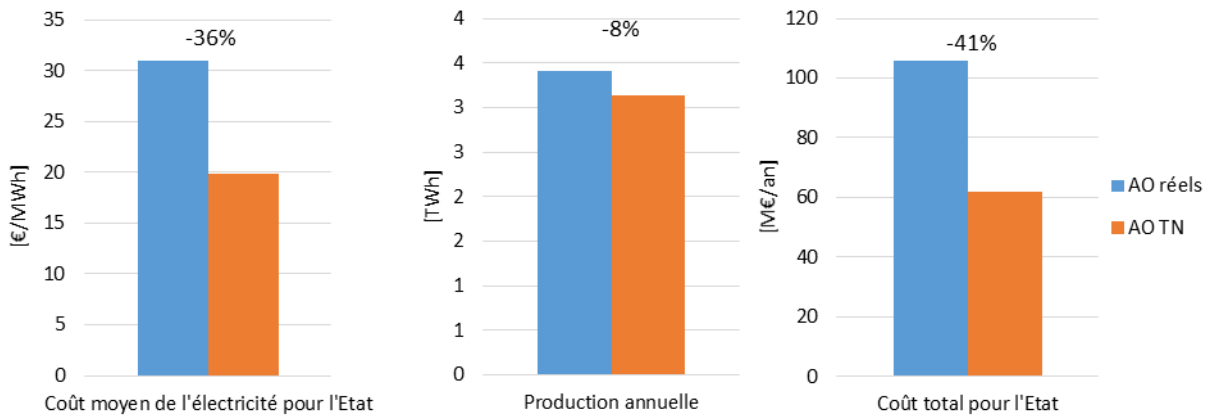


Figure 161 - montant des aides et production d'électricité pour la première période TN

Deux éléments sont notables sur la première période : la baisse du coût moyen de l'électricité pour l'Etat particulièrement importante par rapport aux autres périodes et la baisse de production annuelle. Ces deux phénomènes sont expliqués respectivement aux parties 5.4 et 5.3. Finalement, la baisse importante du coût moyen de l'électricité pour l'Etat et la baisse de la production engendrent une baisse très importante du coût total pour l'Etat (-41%).

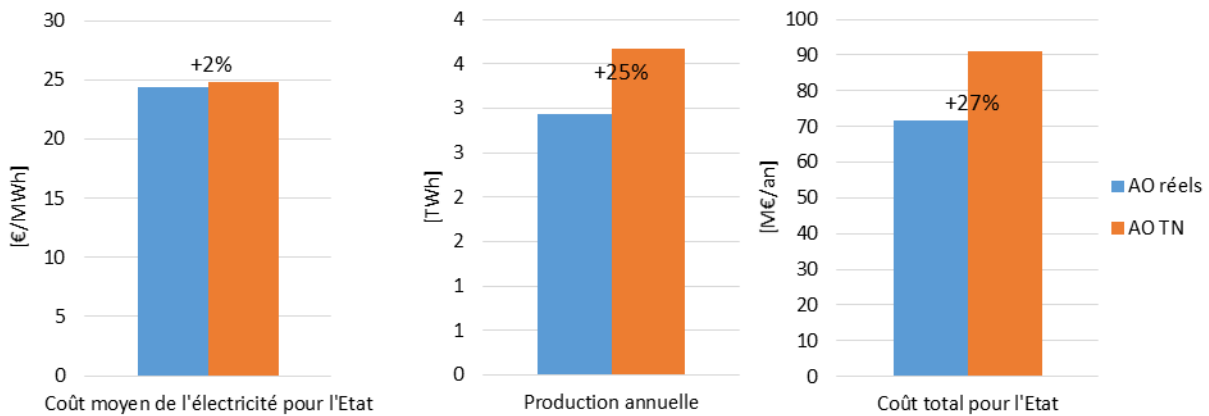


Figure 162 - montant des aides et production d'électricité pour la deuxième période TN

Sur la deuxième période, le coût moyen de l'électricité pour l'Etat est légèrement plus élevé pour l'appel d'offres TN que pour les appels d'offres réels. Ce résultat est étudié à la partie 5.4. Finalement, pour la deuxième période, le coût total pour l'Etat de l'appel d'offres TN est nettement supérieur au coût total pour l'Etat des appels d'offres réels. Cette augmentation est principalement due à l'augmentation de la production annuelle.



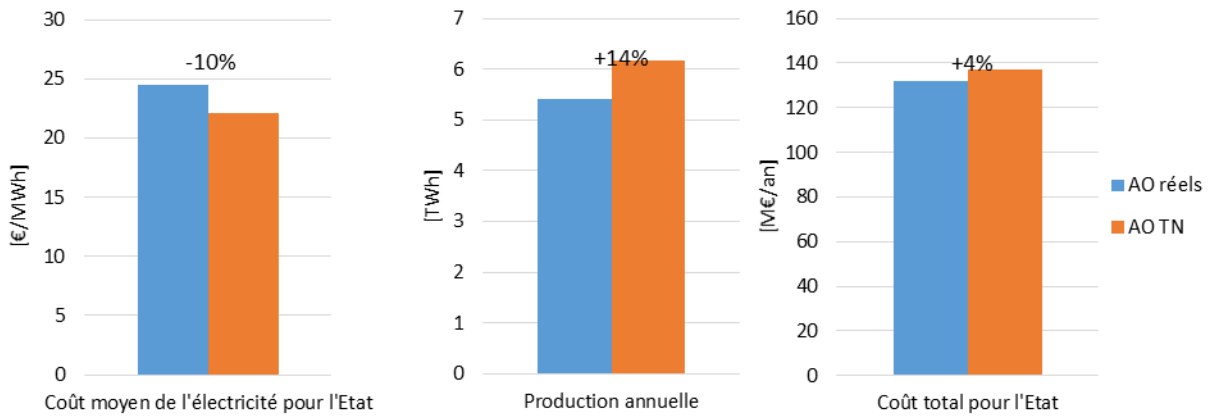


Figure 163 - montant des aides et production d'électricité pour la troisième période TN

Les résultats de la troisième période sont les plus proches des résultats globaux : la diminution du coût moyen de l'électricité pour l'Etat et l'augmentation de la production se compensent pour donner un coût total pour l'Etat relativement stable.