Analyse du marché de capacité

Résumé

Cette note a pour objectif d'analyser le fonctionnement de marché de capacité français et de comprendre le comportement des acteurs principaux. Pour réaliser cette analyse, ce document se base uniquement sur des données publiques qui proviennent soit du site de Rte soit du site d'EPEX.

L'analyse des données pour les années de livraison 2017 et 2018 mettent en évidence l'existence d'une position dominante d'EDF sur ce marché à l'achat et à la vente. En effet, cet acteur détient 76% du marché à l'achat et 86 % du marché à la vente. Cette dominance de marché, ainsi que les règles du marché imposées aux acteurs dominants par la commission européenne, permettent à EDF de sécuriser le prix minimal du Prix de Référence de Marché (PRM) définit par les enchères EPEX avant une année de livraison. Ce PRM est par la suite utilisé pour indexer le prix de la grande majorité des Certificats de capacité échangés en 2017 et en 2018.

Ce pouvoir de marché détenu par EDF illustre bien l'existence d'un dysfonctionnement et rend ce marché fortement manipulable. De plus, le prix obtenu suites aux différentes enchères ne reflète en rien le véritable équilibre offre/demande qui devrait être le signal prix de la capacité.

Pour atteindre son objectif, le marché de capacité ne devrait rémunérer que les actifs nécessaires à l'équilibre aux heures de pointes en excluant tous ceux qui produisent également hors heures PP1/PP2.

1) Méthodologie et données

Cette étude a pour but d'étudier les échanges de Certificats de Capacité entre Acteurs, en OTC ou sur la plateforme EPEX, afin de mieux comprendre les comportements d'acteurs. Pour cela, un premier bilan des Capacités certifiées et des Obligations d'Achat par Acteur est réalisé. Ensuite, le but est d'identifier pour chaque transaction, l'acheteur et le vendeur, en prenant en compte plusieurs paramètres : volumes échangés, type de compte utilisé pour le transfert de Certificat, date de l'échange, type d'échange (enchère ou OTC), prix.

Origine des données publiques utilisées :

- La répartition des capacités certifiées est obtenue grâce au registre des capacités publiés par Rte ainsi que par une estimation des capacités hydrauliques de EDF (de capacité inférieure à 100 MW installées)
- La répartition des Obligations d'Achat est obtenue via l'Observatoire des marchés CRE (qui permet d'estimer les volumes client des principaux fournisseurs), associé à l'outil d'estimation des Obligations d'Achat Rte. Les Obligations d'Achat des GRT et GRD sont obtenues grâce au calcul des pertes en ligne sur les heures PP1. Le « Total sur comptes ACO » représente le nombre de certificats enregistrés sur les comptes des Acteurs Obligés à l'instant T, pour une année de livraison AL. Cela évolue donc dans le temps. Enfin, les Obligations d'Achat des fournisseurs alternatifs sont obtenues par déduction.
- Les données de transaction sur la plateforme EPEX sont obtenues grâce aux courbes offre/demande agrégées publiées par EPEX après chaque enchère.
- Les données de transfert de capacité de compte à compte sont publiques et publiées par Rte sur son site OpenData. Elles contiennent la date de transfert des Certificats, le volume associé, le prix de transaction (ou à défaut son « indexation »), ainsi que le type de compte du vendeur et de l'acheteur

Bilan des capacités certifiées et des Obligations d'Achat par acteur – 2017 :

	Capacités certifiées GW (2017)
EDF (DOAAT)	**72,6**
EDF (OA)	**5,4**
Engie exp	2
Engie CNR	1,4
Uniper	1,9
Direct Energie	0,3
Celest	1
Alternatifs + Renouvelables	6,0
Total	**90,6**

Tableau 1 : Capacités certifiées 2017

	Obligation d'achat GW
EDF	**58,5**
Exeltium/ARENH	10,2
Engie	6,48
Direct Energie	2,79
RTE	1,9
Enedis	5,4
Alternatifs	1,73
Total sur comptes ACO au 21/06/2018	**87**

Tableau 2: Obligation d'achat 2017

2) Analyse et bilan des échanges EPEX et OTC pour AL2017

a) Mapping

Pour l'Année de Livraison (AL) 2017, un mapping des différentes transactions (OTC ou sur les enchères) ayant eu lieu sur le marché de capacité a été réalisé à partir des fichiers de Rte et des données EPEX. Pour 2017, une seule enchère a permis de déterminer le prix de référence de marché (PRM), ce qui a facilité l'identification de ces transactions.

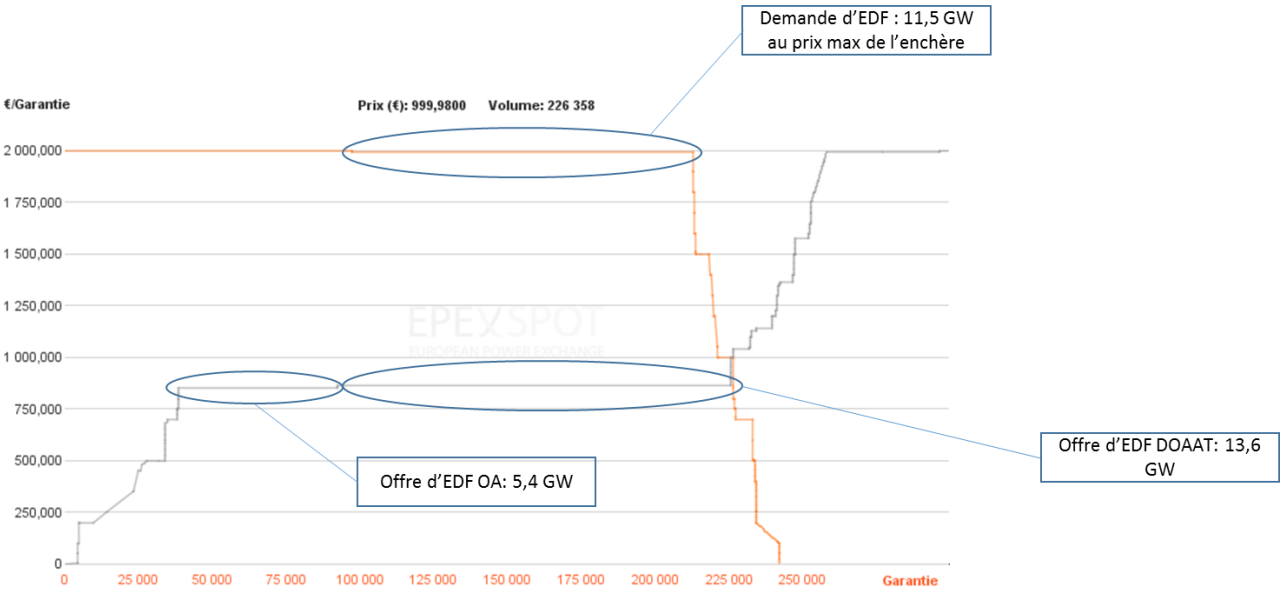


Figure 1: Enchère du 15/12/2016 pour AL 2017

A partir des données observées, nous pouvons conclure les points suivants :

- Enedis se source entièrement aux enchères et achète à tout prix dans le but d'être certain d'obtenir tous ses besoins aux PRM.
- Sur l'analyse de la courbe EPEX : le plateau d'offre de 19 GW à l'enchère du 15/12/2016 provient d'EDF (d'après les règles de la commission européenne, EDF était obligé sur cette enchère de mettre au moins 20,4 GW).

- Sur l'analyse des fichiers RTE, nous identifions l'acteur EDF dès que le montant des achats est supérieur à 6.5 GW car il est le seul à avoir de tels besoins en Certificats de Capacité.

Sur le schéma ci-dessous nous pouvons observer les flux de Certificats de Capacité identifiés (flèche bleue en trait plein). Les flux à destination ou en provenance de la case EPEX (cf. page suivante) sont ceux qui ont eu lieu sur les enchères. Les autres sont les transactions en OTC.

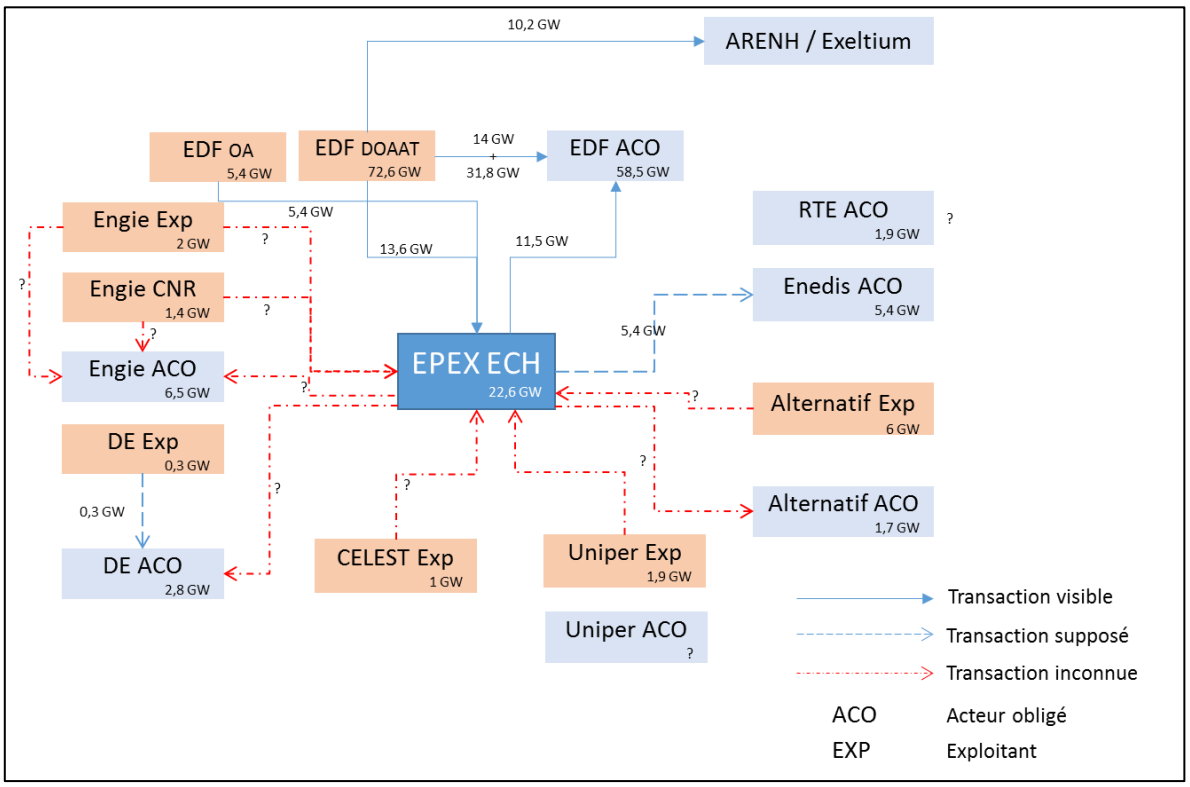


Figure 2: Mapping des flux de certificats de capacités 2017

Un bilan des ventes de Certificat par EDF exploitant (OA et DOAAT confondus) et des Obligations d'Achat de EDF Fournisseur ont été réalisé afin de vérifier les hypothèses concernant les transactions :

Bilan EDF Producteur GW				
Capacités certifiées	Vers Exeltium/ARENH	Vers EPEX	Vers EDF ACO	*Bilan*
78	-10,2	-19	-45,8	*+3*

Tableau 3: Bilan 2017 EDF Producteur

Bilan EDF ACO GW			
Obligation achat	Depuis EDF Exp	Depuis EPEX	*Bilan*
58,5	-45,8	-11,5	*-1,2*

Tableau 4: Bilan 2017 EDF fournisseur

Nous remarquons que les bilans sont équilibrés, ce qui valide le raisonnement effectué (la quantité restante de certificats est attribuée à l'incertitude sur les Obligations d'Achat, de la possibilité pour les acteurs de s'équilibrer post année de livraison et certaines hypothèses prises).

b) Répartition des transferts de Certificats par type de transaction pour AL2017

	Volume en MW	**%**
Total échangés (sans volumes ARENH/EXELTIUM)	81 896	100,0%
Enchère du 15/12/2016 constituant le PRM	22 636	27,6%
(dont achat à tout prix)	*21 250*	*25,9%*
Enchère du 27/04/2017	517	0,6%
Enchère du 26/04/2018	440	0,5%
OTC @PRM	49 930	61,0%
OTC autres	8 373	10,2%
(dont OTC @PRM+-1%)	*3 386*	*4,1%*

Tableau 5: Répartition par type de transaction 2017

Pour l'Année de Livraison 2017, 27,6 % des volumes échangés (22,6 GW) l'ont été lors de l'enchère du 15/12/2016, unique enchère définissant le PRM pour AL2017. Sur ces 22,6 GW, 21,25 GW échangés proviennent de demande d'achat à tout prix (voir Annexe 1). Ainsi, si on ne considère pas les volumes d'achat à tout prix, seul 1,7 % des volumes échangés ont réellement participé à la création du prix PRM. Or, le prix PRM a permis de fixer le prix de 92,7 % des volumes échangés.

3) Analyse et bilan des échanges EPEX et OTC pour AL2018

a) Mapping

Tout comme pour 2017, un mapping a été créé pour représenter les transferts de Certificat qui ont eu lieu aux enchères ou en OTC pour l'année de livraison 2018. Cependant, contrairement à 2017, deux enchères ont permis de déterminer le PRM[1] de l'année 2018.

[1] Dans le cas ou plusieurs enchères établissent le prix de Référence de Marché (PRM), ce dernier correspond à la moyenne arithmétique des prix des différentes enchères.

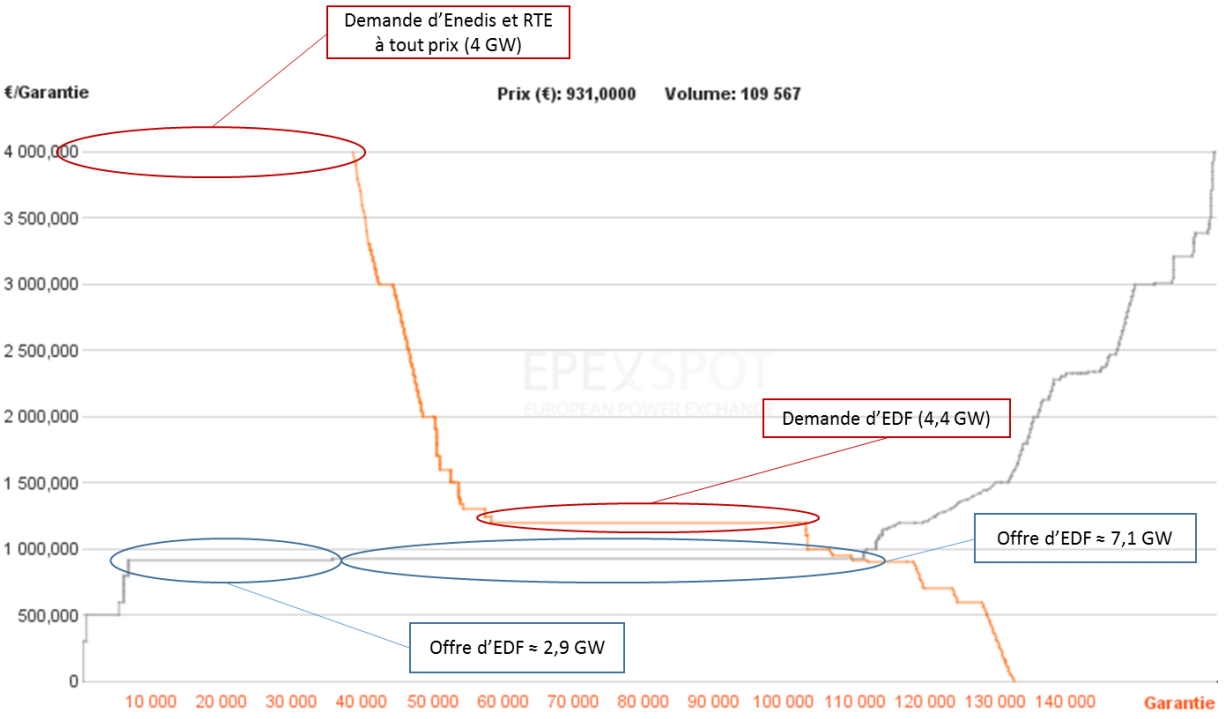


Figure 3: Enchère du 09/11/2017

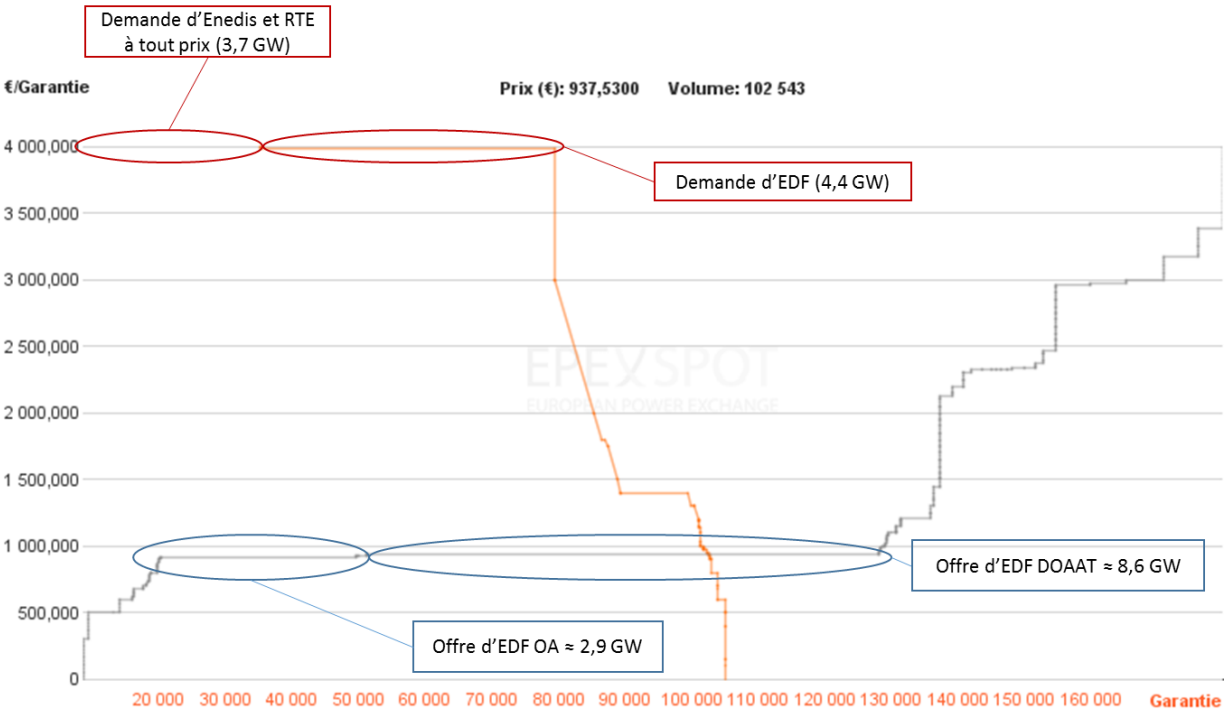


Figure 4:Enchère du 14/12/2017

A partir des données observées, nous pouvons en conclure les points suivants :

- Enedis se source entièrement aux enchères et achète à tout prix dans le but d'être certain d'obtenir tous ses besoins aux PRM. Ils divisent leur besoin par le nombre d'enchères.
- Sur l'analyse de la courbe EPEX : les plateaux d'offres aux enchères du 09/11/2017 et du 14/12/2017 proviennent d'EDF.
- Sur l'analyse des fichiers Rte, nous identifions l'acteur EDF dès que le montant des achats/ventes est supérieur à 4 GW.

Sur le schéma ci-dessous nous pouvons observer les flux de Certificats de Capacité identifiés (flèche bleue en trait plein). Les flux à destination ou en provenance la case EPEX sont ceux qui ont eu lieu sur les enchères. Les autres sont les transactions en OTC.

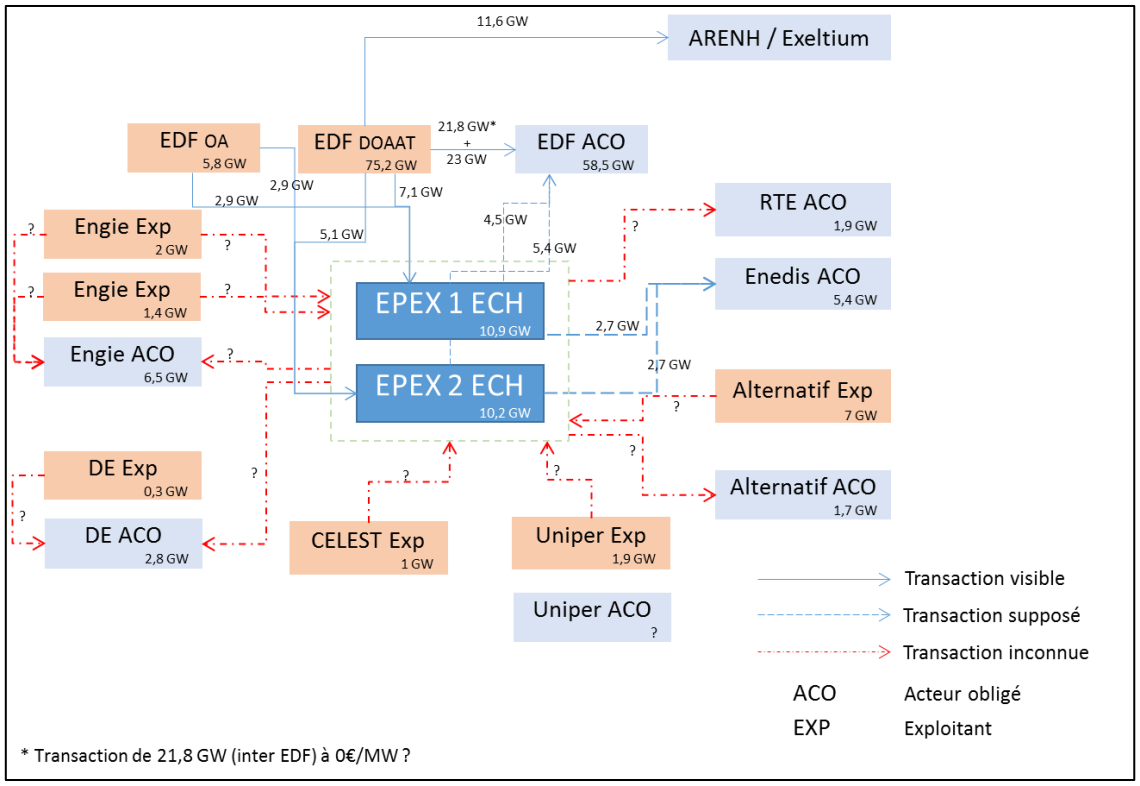


Figure 5: Mapping des flux de certificats de capacités 2018

Un bilan des ventes de Certificat par EDF exploitant (OA et DOAAT confondus) et des Obligations d'Achat par EDF Fournisseur ont été réalisé afin de vérifier les hypothèses concernant les transactions :

Bilan EDF Exp GW				
Capacités certifies	Vers Exeltium/ARENH	Vers EPEX	Vers EDF ACO	*Bilan*
81	-11,6	-18	-44,8	*+6,6*

Tableau 6: Bilan 2018 EDF producteur

Bilan EDF ACO GW			
Obligation achat	Depuis EDF Exp	Depuis EPEX	*Bilan*
58,5	-44,8	-9,9	*-3,8*

Tableau 7: Bilan 2018 EDF Fournisseur

Sur ces bilans, les quantités restantes correspondent à :

- L'incertitude sur les Obligations d'Achat des fournisseurs
- L'équilibrage de fin d'année des acteurs en fonction de la disponibilité des centrales pour les exploitants

Ainsi, nous pouvons considérer que les hypothèses prises sont valides.

b) Répartition des transferts de Certificats par type de transaction pour AL2018

	Volume en MW	**%**
Total échangés (sans volumes ARENH/EXELTIUM)	86 635	100,0%
Enchère du 09/11/2017 constituant le PRM	10 956	12,6%
(dont achat à tout prix)	*4 000*	*4,6%*
Enchère du 14/12/2017 constituant le PRM	10 254	11,8%
(dont achat à tout prix)	8 000	9,2%
Enchère du 26/04/2018	1 174	1,4%
OTC @PRM ou EPEX2017	30 642	35,4%
OTC @ 0 €/G (une seule transaction)	21 871	25,2%
OTC autres	11 738	13,5%

Tableau 8: Répartition par type de transaction 2018

Pour l'Année de Livraison 2018, 24,5 % des volumes échangés, ou 21,2 GW, l'ont été lors des enchères du 09/11/2017 et du 14/12/2017, définissant le PRM pour AL2018. Sur ces 21,2 GW, 12 GW échangés proviennent de demande d'achat à tout prix (voir Annexe 2). Ainsi, si on ne considère pas les volumes d'achat à tout prix, 10,6 % des volumes échangés ont réellement participé à la création du prix PRM. Au total, 60 % des volumes échangés ont été transférés soit au prix d'une enchère ayant eu lieu en 2017, soit en OTC au PRM.

A noter qu'une transaction de 21,8 GW (représentant 25,2 % du total des volumes échangés) a été effectuée à 0 €/GW.

4) Disfonctionnement du marché

a) Théorie

L'analyse des données des années de livraison 2017 et 2018 montre qu'EDF détient 86 % de l'offre et 67 % de la demande. On observe aussi que l'ensemble des alternatifs ne peuvent proposer que 12,6 GW de capacité certifiée.

Pour rappel, la Commission Européenne avait demandé à introduire la mesure suivante afin de renforcer la liquidité du marché de capacité :

Les acteurs disposant d'un volume significatif de certificats (à partir d'un seuil de 3 GW de capacités certifiée) doivent offrir des capacités en fonction du NCC (Niveau de Capacité Certifiée) et du net invendu. (cf tableau 9)

AL-4	AL-3	AL-2	AL-1
25% du NCC	Maximum (25% du NCC ; 25% de l'invendu)	Maximum (25% du NCC ; 50% de l'invendu)	Maximum (25% du NCC ; 100% de l'invendu)

Tableau 9: Règles marché de capacité de la Commission Européenne

Selon ces règles, EDF est obligé d'offrir de la capacité (max (25 % du NCC ; 100 % de l'invendu)), soit pour 2017 20,4 GW à proposer sur une seule enchère. :

- On suppose donc qu'EDF vient couvrir ses obligations d'achat de certificats en limitant le risque prix en achetant sur la même enchère ;
- Par ailleurs, s'il n'achète pas de capacité, il prend le risque que les prix soient plus faibles.

Par la suite, nous allons voir comment EDF est en mesure de fixer le prix minimum de l'enchère.

Pour faire cela, deux cas théoriques vont être étudiés :

- Cas 1 : Tous les alternatifs proposent la totalité de leur capacité à un prix inférieur à celui d'EDF (alors qu'ils n'ont aucun intérêt à faire ça) ;
- Cas 2 : Tous les alternatifs offrent uniquement de la capacité à un prix supérieur ou égal à celui d'EDF.

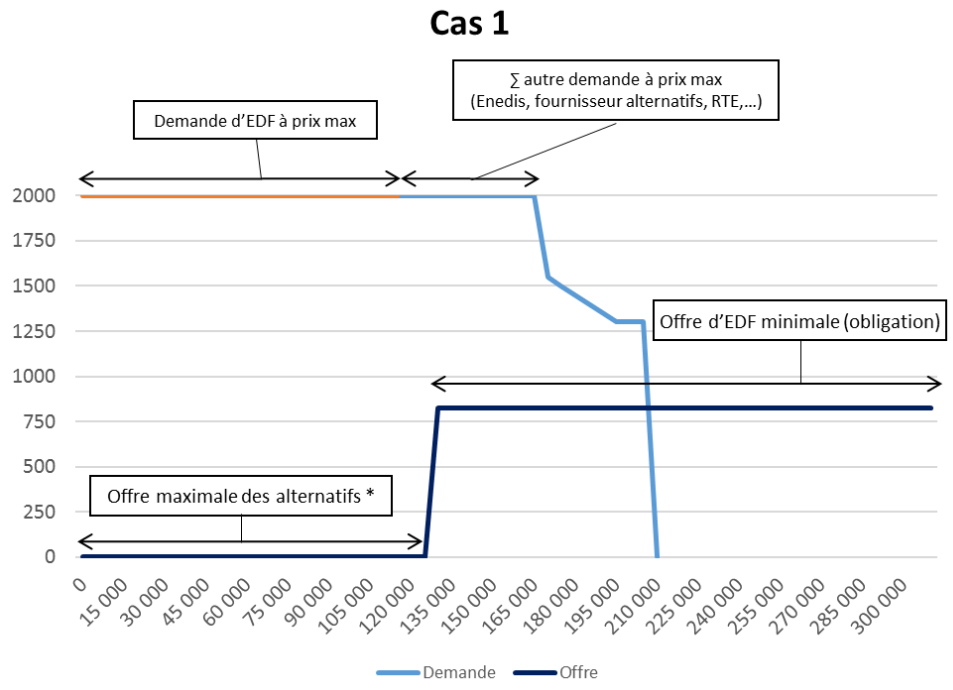


Figure 6: Cas théorique 1

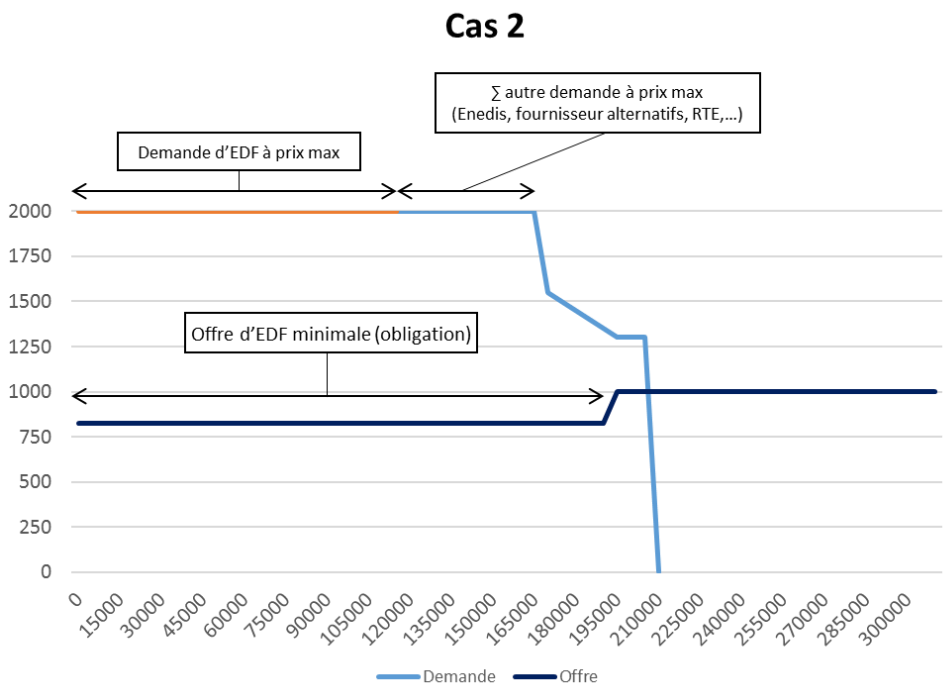


Figure 7: Cas théorique 2

On remarque dans les deux graphiques ci-dessus que si EDF a une demande suffisamment élevée (en plus de la demande à tout prix d'ENEDIS), cet acteur est assuré d'obtenir le premier prix qu'EDF exploitant fixe. On peut donc définir la notion de « Capacité Prix min », qui représente la capacité offerte par EDF qui définira le plancher du prix de l'enchère, de la façon suivante :

$$Demande_{EDF} + Demande_{\text{à } tout\ prix} - \sum Capacité_{\text{exp } hors\ EDF} = Capacité\ Prix\ min$$

⇨ EDF est assuré que le prix de l'enchère sera supérieur ou égal au prix de son offre de capacité correspondant à la Capacité Prix min.

b) Analyse de l'enchère du 15/12/2016 pour Année de livraison 2017

Pour illustrer cet argument, nous pouvons analyser l'enchère du 15/12/2016 pour AL 2017.

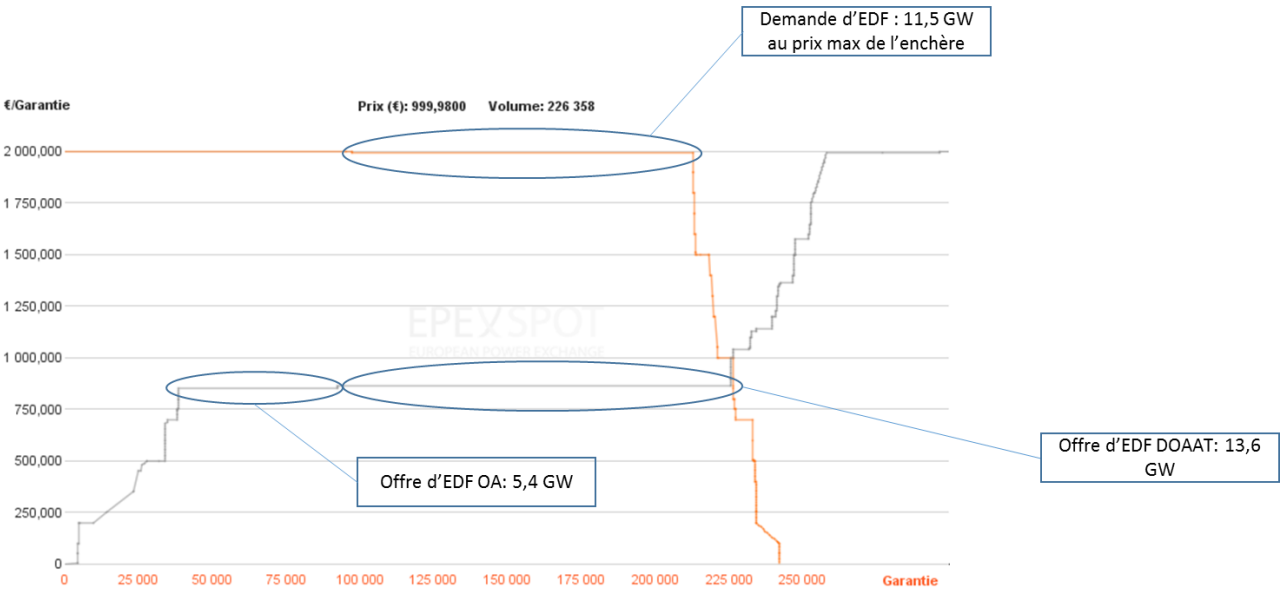


Figure 8: Enchère du 15/12/2016 pour AL 2017

On a à cette enchère : $Demande_{EDF} + Demande_{Enedis} + Demande_{Rte} > \sum Capacité_{alternatifs}$;
En effet, (11.5 + 5.4 + 1) > 12.6

- ⇨ Sans demande à tout prix hors EDF, on aurait quand même obtenu le prix du plateau dans cette enchère-là.
- ⇨ Si tous les alternatifs avaient proposé leurs certificats moins chers qu'EDF (ce dont ils n'ont pas intérêt à faire) 1 GW supplémentaire à la demande d'EDF proposé à tout prix suffit à obtenir le prix fixé par le plateau (les fournisseurs et agrégateurs ont intérêt à demander à tout prix pour s'assurer le PRM.

En réalité, le prix de l'enchère a été supérieur à celui du plateau fixé par EDF car les volumes de demande à tout prix ont été très important et certains alternatifs n'ont pas proposé de certificats ou les ont proposés plus cher qu'EDF.

5) Conclusion

Dysfonctionnement marché dû aux règles imposés :

- EDF a une position dominante sur ce marché à l'achat et à la vente (respectivement 76 % et 86 % de part de marché)
- La structure du marché de capacité français permet à l'acteur dominant de sécuriser le prix minimal du PRM
- En 2017, 1,7 % de tous les échanges de certificat de capacité ont formé le PRM, prix utilisé pour indexer 92,7 % des volumes totaux échangés.

Dysfonctionnement du marché :

- Seul le consommateur paye
- Le niveau minimum du prix du Certificat est assuré par EDF
- Il ne reflète pas le véritable équilibre offre/demande qui devrait être le signal prix de la capacité

Propositions :

- Il faut rémunérer seulement les actifs nécessaires à l'équilibre aux heures de pointes.
- A terme, le marché des enchères long terme pour la nouvelle capacité suffirait.

Annexe 1

Enchères pour AL 2017 du 27/04/2017 et du 26/04/2018 :

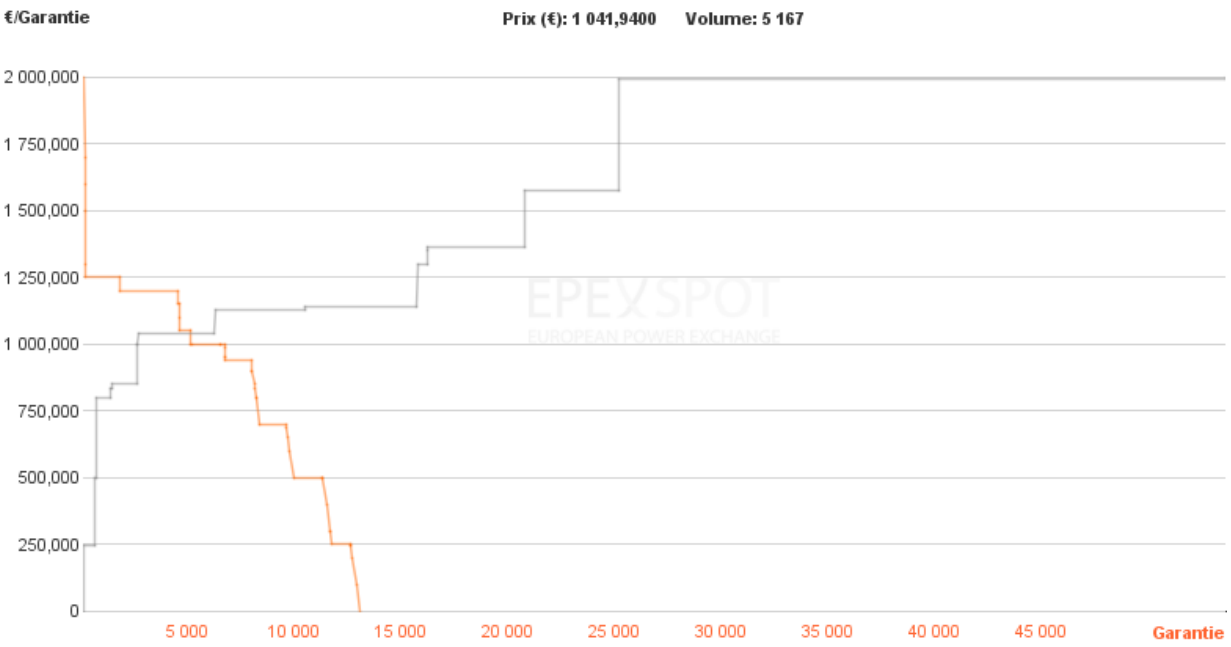


Figure 9: Enchère du 27/04/2017

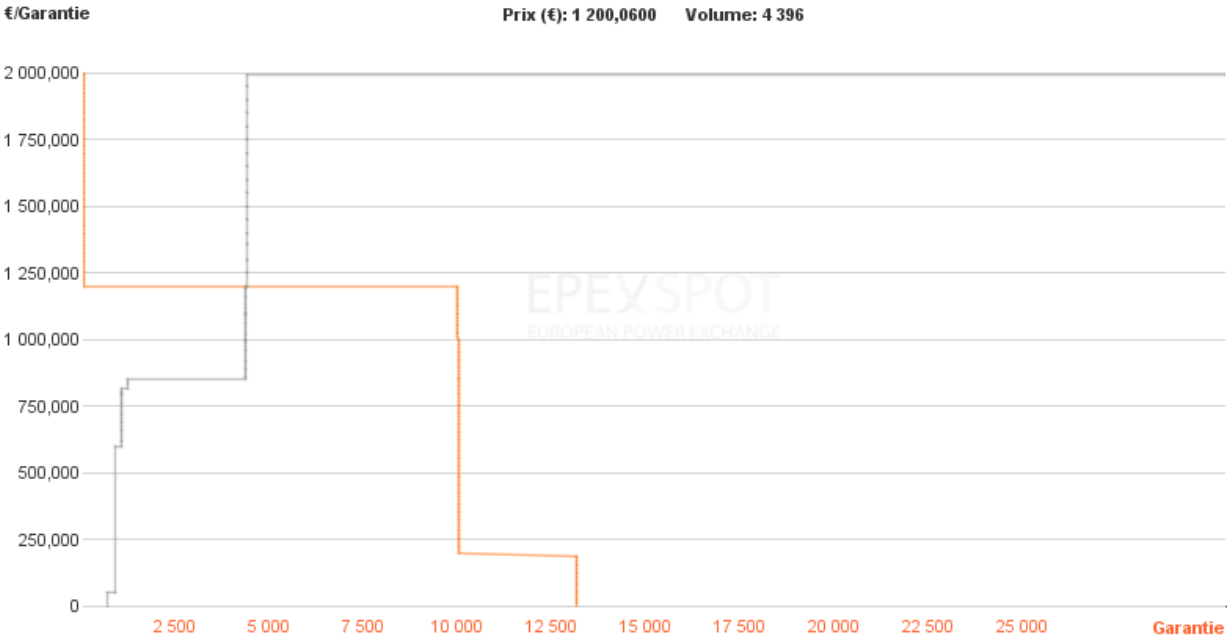


Figure 10: Enchère du 26/04/2018

Annexe 2

Enchère pour AL 2018 du 26/04/2018:

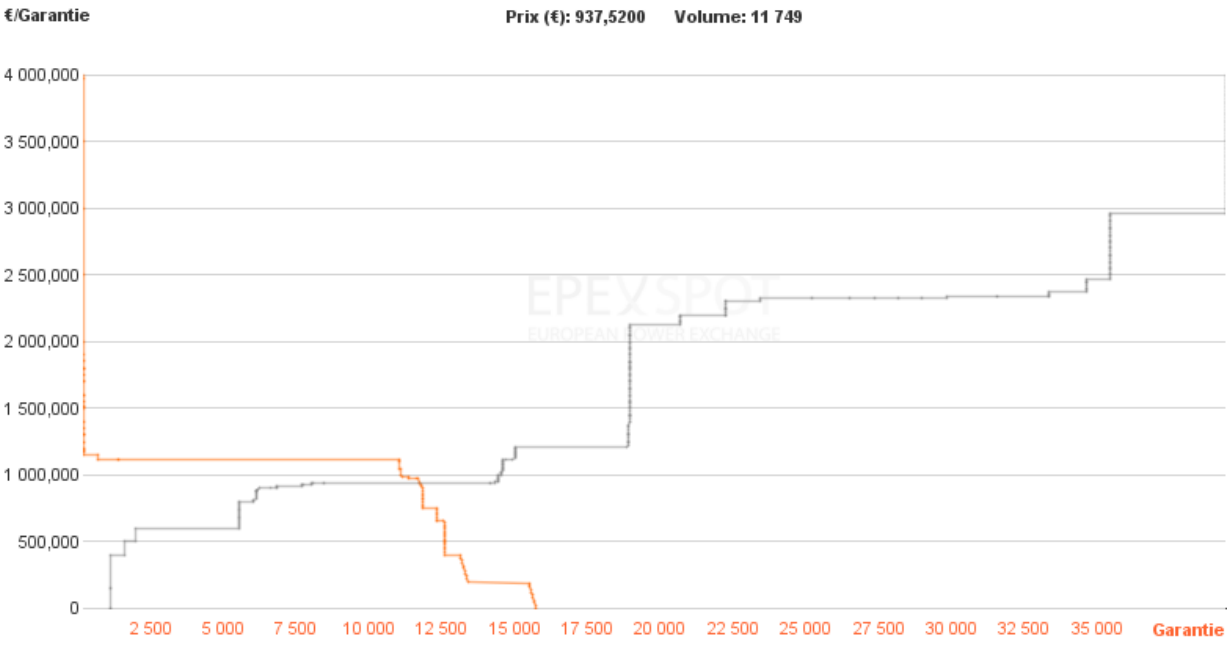


Figure 11: Enchère du 26/04/2018