

## DÉLIBÉRATION

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2016 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

### 1. CONTEXTE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fixé, dans sa délibération du 25 juin 2009<sup>1</sup>, les principes de calcul du coût évité pour EDF par l'obligation d'achat en métropole continentale. Ces principes concernent les contrats d'achat sans différenciation horosaisonnaire, en distinguant la production considérée comme quasi-certaine<sup>2</sup> de la production aléatoire : le coût évité par la première est calculé en utilisant les prix de marché à terme ; le coût évité par la seconde est calculé en référence aux prix de marché *day-ahead* ou, pour la prévision, en référence aux prix à terme. Une délibération de la CRE du 16 décembre 2014 a fait évoluer la méthodologie d'évaluation du coût évité par la part aléatoire afin de prendre en compte le coût des écarts générés par la production sous obligation d'achat, sans modifier le calcul du coût évité par la part quasi-certaine.

Sur la base d'éléments transmis par EDF, compte tenu de l'évolution de la puissance installée des différentes filières et des nouvelles données relatives à la disponibilité des installations, il est utile de réexaminer les valeurs de puissance quasi-certaine retenues pour les années 2017 et 2018, conformément aux possibilités offertes par la délibération du 25 juin 2009. Il est par ailleurs nécessaire d'anticiper ces valeurs pour 2019.

### 2. DETERMINATION DE LA PUISSANCE QUASI-CERTAINES

#### 2.1 Principes retenus

Pour déterminer la puissance quasi-certaine d'une filière, sa puissance prévisionnelle est multipliée par un coefficient de puissance quasi-certaine représentatif de la filière. Ces coefficients de puissance quasi-certaine ont été évalués pour les années 2010 à 2012 dans la délibération du 25 juin 2009, puis reconduits pour l'année 2013. Ils ont été révisés dans la délibération du 27 novembre 2012 pour tenir compte du retour d'expérience quant à la disponibilité des filières « biomasse », « biogaz » et « incinération ».

Tableau 1 : coefficients de puissance quasi-certaine actuellement en vigueur

	Cogénération	Biogaz/biomasse	Incinération	Éolien	Hydraulique	Autres
Hiver	80 %	50 %	70 %	15 %	20 %	0 %
Été	0 %	30 %	55 %	5 %	10 %	0 %

Avec la croissance des filières sous obligation d'achat, la CRE dispose désormais d'un retour d'expérience plus important sur la disponibilité et la production de ces filières. Au vu de celui-ci, la CRE a décidé dans la délibération

<sup>1</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>2</sup> La délibération du 25 juin 2009 indique que la puissance quasi-certaine est la puissance disponible à tout instant (sur la période de temps considérée) avec une probabilité de l'ordre de 90 %.

du 16 décembre 2015 de revoir les coefficients de puissance quasi-certaine de plusieurs filières pour les mois de novembre et décembre 2016, l'hiver 2017<sup>3</sup> et l'année 2018.

*Tableau 2 : coefficients pour novembre et décembre 2016, l'hiver 2017 et l'année 2018*

	<b>Cogénération</b>	<b>Biogaz/biomasse</b>	<b>Incinération</b>	<b>Éolien</b>	<b>Hydraulique</b>	<b>Autres</b>
Hiver	80 %	45 %	60 %	10 %	20 %	0 %
Été	0 %	45 %	45 %	5 %	15 %	0 %

L'analyse de la disponibilité du parc éolien sous obligation d'achat conduit à revoir le coefficient de puissance quasi-certaine pour la période d'hiver et à le fixer à 8 %. Cette nouvelle valeur s'applique pour les mois de novembre et décembre 2017 et pour les hivers 2018 et 2019.

À partir de la puissance prévisionnelle estimée pour les différentes filières sous obligation d'achat et des coefficients de puissance quasi-certaine définis ci-dessus, les puissances quasi-certaines de chaque bloc ont été calculées pour les années 2017, 2018 et 2019.

La puissance prévisionnelle des filières a été estimée en prenant en compte la puissance installée à la fin de l'année 2015, les dates d'échéance des contrats, le taux prévisionnel de rénovation des installations et la croissance prévue des parcs de production sous obligation d'achat.

Cette prévision de croissance été réalisée dans le contexte de la mise en œuvre du dispositif de complément de rémunération prévu à l'article L. 314-18 du code de l'énergie, qui devrait être le principal dispositif de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération pour les nouvelles installations de moyenne et grande puissance. Dans ce dispositif, les producteurs sont responsables de la commercialisation de l'électricité qu'ils produisent, et touchent une prime visant à leur assurer une rentabilité normale. Les installations bénéficiant de ce dispositif ne sont dès lors pas prises en compte pour l'évaluation des blocs quasi-certains.

Les valeurs de puissance quasi-certaine découlant de cette évaluation sont présentées dans le tableau 3.

*Tableau 3 : Puissances quasi-certaines pour les années 2017, 2018 et 2019*

<b>Puissance quasi-certaine (MW)</b>	<b>Valeurs retenues dans la délibération du 16 décembre 2015 (rappel)</b>		<b>Nouvelles valeurs</b>		
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Ruban de base	1 100	1 300	1 100 <sup>4</sup>	1 300 <sup>4</sup>	1 400
Surplus de production Q1 <sup>5</sup>	2 200	1 900	2 200 <sup>4</sup>	1 600	1 500
Surplus de production M11 <sup>6</sup>	2 200	1 900	1 800	1 600	1 500
Surplus de production M12 <sup>7</sup>					

La puissance quasi-certaine du ruban de base est calculée comme la somme des puissances quasi-certaines en été des filières « biogaz/biomasse », « incinération », « éolien » et « hydraulique ». La croissance régulière du parc sous obligation d'achat explique la croissance de ce bloc pour l'année 2019.

La valeur des blocs de surplus de production Q1, M11 et M12 dépend fortement des installations de cogénération, et dans une moindre mesure de celles des filières biomasse, biogaz, incinération et éolienne. Le parc de la filière cogénération reste relativement stable en termes de puissance installée entre 2017 et 2019, et influe donc peu sur leurs valeurs. La révision à la baisse du coefficient de puissance quasi-certaine de la filière éolienne pour l'hiver est le principal facteur expliquant la baisse de ces blocs.

### **3. VALEURS RETENUES PAR LA CRE**

<sup>3</sup> Conformément à la délibération du 25 juin 2009, les coefficients en vigueur pour l'été 2017 ne peuvent plus être revus après le 31 décembre 2014. L'hiver désigne ici les surplus Q1, M11 et M12.

<sup>4</sup> Valeurs établies par la délibération du 16 décembre 2015 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>5</sup> Premier trimestre

<sup>6</sup> Novembre

<sup>7</sup> Décembre

Les puissances quasi-certaines retenues pour chacun des blocs de production des années 2017, 2018 et 2019 sont indiquées ci-après.

<b>Puissance quasi-certaine (MW)</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Ruban de base	1 100	1 300	1 400
Surplus de production Q1	2 200	1 600	1 500
Surplus de production M11	1 800	1 600	1 500
Surplus de production M12			

Fait à Paris, le 14 décembre 2016.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Philippe de LADoucETTE