



DÉLIBÉRATION N° 2017-283

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 décembre 2017 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 : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CONTEXTE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fixé, dans sa délibération du 25 juin 2009¹, 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-certaine² de la production aléatoire.

Le coût évité pour la production quasi-certaine est calculé en utilisant les prix de marché à terme alors que le calcul du coût évité pour la production dite « aléatoire » est fondé sur les prix de marché *Day-Ahead*.

Une délibération de la CRE du 16 décembre 2014³ 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.

Une délibération de la CRE du 22 juin 2017⁴ a fait évoluer la méthodologie de calcul de l'indice de prix utilisé pour déterminer le coût évité de la part quasi-certaine. À compter du 1^{er} juillet 2017, cet indice n'est plus fondé sur des moyennes de prix constatés sur les marchés à terme mais sur les prix des ventes effectivement réalisées par EDF OA dans le cadre des appels d'offres organisés afin de commercialiser la puissance quasi-certaine. La méthodologie de calcul de la puissance quasi-certaine n'a quant à elle pas été modifiée. La présente délibération détermine les niveaux de puissance pour les années 2018 à 2020.

En effet, 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 opportun de réexaminer les valeurs de puissance quasi-certaine retenues pour les années 2018 et 2019, conformément aux possibilités

¹ 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 (<http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/evolution-des-principes-de-calcul-du-cout-evite-par-l-electricite-produite-sous-obligation-d-achat-en-metropole-continentale>).

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

³ Délibération de la CRE du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale (<http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/evolution-de-la-methodologie-de-calcul-du-cout-evite-par-l-electricite-produite-sous-obligation-d-achat-en-metropole-continentale>).

⁴ Délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat (<http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/obligation-d-achat4>)

offertes par la délibération du 25 juin 2009. Il est par ailleurs nécessaire de déterminer ces valeurs pour l'année 2020.

2. DÉTERMINATION DE LA PUISSANCE QUASI-CERTAINE

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 dépendent du niveau de production réelle des installations par rapport à la puissance totale de la filière. Ils sont examinés régulièrement et évoluent le cas échéant afin d'être représentatifs du profil de production de filières sous obligation d'achat.

Ils ont été évalués dans un premier temps au sein de la délibération du 25 juin 2009 puis révisés dans les délibérations du 27 novembre 2012 et 16 décembre 2015. L'analyse de la disponibilité du parc éolien sous obligation d'achat a conduit à revoir au sein de la délibération du 14 décembre 2016 le coefficient de puissance quasi-certaine pour la période hivernale et à le diminuer de 10 à 8 %.

Au regard de la production constatée en 2016 et en 2017, les coefficients en vigueur sont représentatifs des profils de production des filières concernées ; il est donc pertinent de les reconduire pour le calcul portant sur les années 2018 à 2020 :

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

	Cogénération	Biogaz/biomasse	Incinération	Éolien	Hydraulique	Autres
Hiver ⁵	80 %	45 %	60 %	8 %	20 %	0 %
Eté ⁶	0 %	45 %	45 %	5 %	15 %	0 %

En se fondant sur 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 2018, 2019 et 2020.

La puissance prévisionnelle des filières a été estimée en tenant compte de la puissance installée à la fin de l'année 2016 (ajustée compte-tenu des installations mises en service à l'issue du premier semestre 2017), des dates d'échéance des contrats ainsi que de la croissance prévue des parcs de production sous obligation d'achat.

Cette prévision de croissance est fondée sur le développement attendu des différentes filières et est réalisé en accord avec la mise en œuvre du dispositif de complément de rémunération, prévu à l'article L. 314-18 du code de l'énergie. En effet, dans ce dispositif, les producteurs étant responsables de la commercialisation de l'électricité qu'ils produisent, les installations bénéficiant de ce dispositif ne sont 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 2018, 2019 et 2020

Puissance quasi-certaine (MW)	Valeurs retenues dans la délibération du 14 décembre 2016 (rappel)		Nouvelles valeurs		
	2018	2019	2018	2019	2020
Ruban de base	1 300	1 400	1 300 ⁷	1 400 ⁷	1 400
Surplus de production Q1 ⁸	1 600	1 500	1 600 ⁷	2 200	2 100
Surplus de production M11 ⁹	1 600	1 500	2 300	2 100	2 000
Surplus de production M12 ¹⁰					

⁵ En application de la délibération du 25 juin 2009 précitée, l'hiver désigne les mois de janvier, février, mars, novembre et décembre.

⁶ En application de la délibération du 25 juin 2009 précitée, l'été désigne les mois d'avril, mai, juin, juillet, août, septembre et octobre.

⁷ 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.

⁸ Premier trimestre

⁹ Novembre

¹⁰ Décembre

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 attendue du parc sous obligation d'achat pour les filières biomasse et biogaz est la principale explication de la légère augmentation de ce ruban pour les années 2019 et 2020.

La valeur des blocs *hivernaux* 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 augmente sensiblement au cours des années 2017 et 2018, ce qui explique la hausse de la puissance quasi-certaine sur ces produits.

3. VALEURS RETENUES PAR LA CRE

Les puissances quasi-certaines retenues pour chacun des blocs de production des années 2018, 2019 et 2020 sont indiquées ci-après.

Puissance quasi-certaine (MW)	2018	2019	2020
Ruban de base	1 300	1 400	1 400
Surplus de production Q1	1 600	2 200	2 100
Surplus de production M11	2 300	2 100	2 000
Surplus de production M12			

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise au ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire.

Délibéré à Paris, le 21 décembre 2017.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO