

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 mars 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement

Participaient à la séance : Catherine EDWIGE, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Sur le fondement des articles L. 314-4 et L. 314-20, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie le 2 décembre 2015 d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

1. Contexte

Les installations hydroélectriques de puissance installée inférieure à 12 MW bénéficient à l'heure actuelle d'un tarif d'obligation d'achat, fixé en 2007¹. Peuvent bénéficier de ce tarif les installations nouvelles mais aussi les installations existantes, qui sont considérées comme étant mises en service pour la première fois sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissement de rénovation². Par ailleurs, en application des dispositions de l'article L. 314-2 du code de l'énergie, les installations bénéficiant d'un contrat historique « H97 » peuvent bénéficier d'un renouvellement de ce contrat aux mêmes conditions, sous réserve d'un programme d'investissements de rénovation³.

Les modalités de soutien à cette filière doivent être revues, en cohérence avec les lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement. Un nouveau mécanisme de soutien, le complément de rémunération, a été introduit par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Les modalités d'application de ce dispositif doivent être précisées par un décret, sur lequel la CRE a rendu un avis en décembre 2015⁴. Le projet d'arrêté soumis pour avis à la CRE décline ces nouvelles modalités de soutien pour la filière hydroélectrique, et modifie les conditions de l'obligation d'achat qui lui sont applicables.

2. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté définit les conditions de l'obligation d'achat pour les nouvelles installations d'une puissance inférieure à 500 kW et les conditions du complément de rémunération pour les nouvelles

¹ Arrêté du 1er mars 2007 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers.

² Arrêté du 14 mars 2011 relatif à la rénovation des installations utilisant l'énergie hydraulique.

³ Arrêté du 10 août 2012 définissant le programme d'investissement des installations de production hydroélectrique prévu à l'article L. 314-2 du code de l'énergie

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie

installations de moins de 1 MW et pour les installations existantes de moins de 1 MW n'ayant jamais bénéficié d'un contrat de complément de rémunération et réalisant des investissements de rénovation. Il définit également de nouvelles modalités pour le renouvellement des contrats « H97 ».

Dans tous les cas, la prise d'effet du contrat est subordonnée à la fourniture par le producteur au co-contractant d'une attestation de conformité de son installation. Un délai de quatre ans est fixé pour la fourniture de cette attestation de conformité à partir de la date de demande complète de contrat, au-delà duquel la durée du contrat est réduite de la durée de dépassement.

Les producteurs bénéficiant des conditions de rémunération prévues par le projet d'arrêté tiennent à la disposition de la CRE l'ensemble des éléments permettant d'apprécier les conditions économiques de fonctionnement de leur installation.

2.1. Tarif d'obligation d'achat

Le tarif d'achat envisagé rémunère, sur une durée de 20 ans, la production électrique des nouvelles installations de puissance inférieure à 500 kW. Le tarif applicable est différencié entre les nouveaux équipements destinés au turbinage des débits réservés et les autres installations de production hydroélectrique, lesquelles sont distinguées entre installations de haute chute (hauteur de chute supérieure à 30 mètres) et installations de basse chute (hauteur de chute inférieure à 30 mètres).

Une variante de la rémunération sous forme d'un tarif à deux composantes – été et hiver – est applicable en métropole continentale et en Corse.

€/MWh	Installation de turbinage des débits réservés	Installation de haute chute	Installation de basse chute
Tarif à 1 composante	80	120	132
Tarif à 2 composantes :			
- Été	58	88	96
- Hiver	110	166	182

Le tarif applicable pour un nouveau contrat dépend de l'année de demande complète de contrat : les tarifs sont indexés annuellement afin de tenir compte de l'évolution du coût du travail et des prix à la production de l'industrie. Une indexation du tarif en cours de contrat, en fonction de l'évolution de ces mêmes paramètres, est également prévue.

2.2. Renouvellement des contrats H97

Le projet d'arrêté soumis pour avis modifie le seuil minimal d'investissement de rénovation à réaliser pour pouvoir bénéficier du renouvellement d'un contrat H97 ; celui-ci est désormais fixé à 2 500 €/kW, déduction faite du montant des aides reçues par le producteur de la part de l'État, de collectivités ou d'établissements publics, contre 550 à 750 €/kW précédemment. La période pendant laquelle ces investissements doivent être réalisés est réduite par rapport aux dispositions de l'arrêté du 10 août 2012, passant de 8 à 4 ans.

2.3. Complément de rémunération

2.3.1. Formule générale du complément de rémunération

Le tarif de complément de rémunération envisagé rémunère, sur une durée de 20 ans, la production des installations hydroélectriques de puissance installée inférieure à 1 MW.

La formule du complément de rémunération applicable est la suivante :

$$CR = E \cdot (T_e - M_0 + P_{gestion}) - Nb_{capa} \cdot P_{réf, capa}$$

Avec les paramètres suivants :

- E est la production annuelle nette pendant les heures où le prix *spot* est positif ou nul, dans la limite d'un plafond global sur la durée du contrat correspondant à 130 000 heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance⁵ ;
- T_e est le tarif de référence défini *infra* ;
- M_0 est le prix de marché de référence, égal à la moyenne annuelle des prix *spot* positifs ou nuls ;
- P_{gestion} est la prime unitaire de gestion, dégressive sur la durée du contrat : fixée à 3 €/MWh pour les cinq premières années contractuelles, elle passe à 2 €/MWh les années suivantes ;
- Nb_{capa} est le nombre normatif de garanties de capacité, défini comme le nombre de garanties de capacité auxquelles a droit l'installation selon la méthode de certification normative prévue par les règles du mécanisme de capacité ;
- $P_{\text{réf, capa}}$ est le prix de marché de la capacité, défini comme la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison.

Le tarif de référence applicable aux installations nouvelles est distingué selon la puissance de l'installation et sa typologie, selon la grille tarifaire suivante :

€/MWh	Installation de turbinage des débits réservés	Installation de haute chute	Installation de basse chute
Puissance inférieure à 500 kW	80	120	132
Puissance comprise entre 500 kW et 1 MW	66	115	110

Les installations existantes souhaitant bénéficier d'un contrat de complément de rémunération doivent réaliser un programme d'investissements de rénovation compris entre des valeurs minimale et maximale fixées respectivement à 500 et 2 500 €/kW. Le tarif de référence applicable à ces installations est calculé en fonction du montant d'investissement effectivement réalisé, déduction faite du montant des aides reçues par le producteur de la part de l'État, de collectivités ou d'établissements publics, par interpolation linéaire entre deux valeurs minimale et maximale détaillées dans le tableau suivant selon la grille tarifaire envisagée :

€/MWh	Installation de turbinage des débits réservés	Installation de haute chute	Installation de basse chute
Puissance inférieure à 500 kW	T_{min} : 39 T_{max} : 61	T_{min} : 52 T_{max} : 94	T_{min} : 60 T_{max} : 103
Puissance comprise entre 500 kW et 1 MW	T_{min} : 37 T_{max} : 60	T_{min} : 50 T_{max} : 102	T_{min} : 49 T_{max} : 92

Le tarif applicable pour un nouveau contrat dépend de l'année de demande complète de contrat : les tarifs sont indexés annuellement afin de tenir compte de l'évolution du coût du travail et des prix à la production de l'industrie. Une indexation du tarif en cours de contrat, en fonction de l'évolution de ces mêmes paramètres, est également prévue.

2.3.2. Rémunération en cas de prix négatifs

L'électricité produite en période de prix *spot* négatif n'est pas prise en compte pour le calcul du complément de rémunération. Toutefois, au-delà d'un seuil fixé à 70 heures de prix négatif par an, une installation ne produisant pas pendant les heures de prix négatifs reçoit une prime correspondant à la rémunération du nombre d'heures de prix négatifs annuel au-delà du seuil à un tarif égal à 60 % du tarif de référence applicable.

2.3.3. Recours à l'acheteur de dernier recours

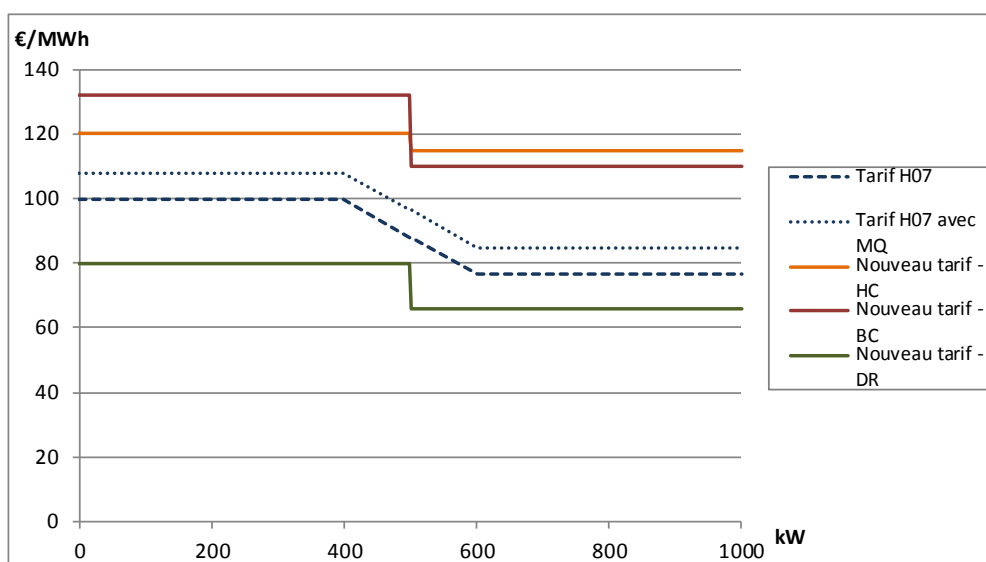
Un producteur demandant à conclure un contrat d'achat avec l'acheteur de dernier recours désigné par le ministre chargé de l'énergie bénéficie d'une rémunération égale à 80 % du tarif de référence qui lui est

⁵ Ce plafonnement n'est pas appliqué pour les installations de turbinage des débits réservés.

applicable, déduction faite de la valeur des garanties de capacité prévue dans le cas général, la valorisation de celles-ci restant de sa responsabilité.

2.4. Évolution du niveau de soutien par rapport à l'arrêté de 2007

L'arrêté de 2007 (tarif « H07 ») prévoit une rémunération qui est la somme d'un tarif de base, d'une prime pour les petites installations et d'une majoration de qualité rémunérant la régularité de la production en hiver. La figure suivante compare le niveau de tarif résultant de l'arrêté de 2007, avec et sans majoration de qualité, avec les conditions prévues dans le projet d'arrêté pour les installations de haute chute (HC), de basse chute (BC) et de turbinage des débits réservés (DR) pour la gamme de puissance [0 - 1 MW].



Le niveau de rémunération maximal progresse de 10 à 20 % pour les installations de moins de 500 kW selon qu'elles sont de haute chute ou de basse chute, et de plus de 30 % pour les installations d'une puissance comprise entre 500 kW et 1 MW. Le tarif spécifique introduit pour les installations de turbinage des débits réservés correspond quant à lui à une décote de l'ordre de 25 %.

3. Analyse de rentabilité

3.1. Évaluation de la rentabilité induite par le dispositif de soutien

L'article L. 314-7 du code de l'énergie dispose que le niveau d'un tarif d'achat « ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé ».

De manière équivalente, l'article L. 314-20 du code de l'énergie dispose que le niveau du complément de rémunération « ne peut conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités ».

Afin de vérifier la conformité du présent projet d'arrêté avec les dispositions précitées, la CRE a procédé, au travers de la modélisation de plans d'affaires d'installations bénéficiant du tarif d'achat et du complément de rémunération envisagés, à l'évaluation du taux de rentabilité interne avant impôts (TRI projet) et du taux de rentabilité interne du capital investi après paiement du service de la dette et après impôts (TRI actionnaire) induits par les dispositifs de soutien. Le TRI projet est comparé à un « taux de rémunération de référence » cible de 8 % avant impôts.

3.2. Source des données utilisées

La CRE a entrepris au cours de l'année 2015 une analyse des coûts de production de la filière hydroélectrique. À cette fin, en application des dispositions de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, elle

a interrogé 19 exploitants d'installations de production récentes, en leur demandant de fournir le détail de leurs coûts, ainsi que tout document contractuel ou comptable permettant de reconstituer le coût de l'électricité produite.

L'insuffisance des éléments transmis ne permet pas à la CRE de disposer de données sur un panel suffisamment représentatif du type d'installations visées par le projet d'arrêté.

Pour procéder à l'analyse de rentabilité explicitée *supra*, la CRE s'est appuyée sur une étude réalisée par France Hydro Électricité (FHE)⁶ dans le cadre d'un groupe de travail organisé par la DGEC⁷ en 2015. Cette étude repose sur l'analyse des données technico-économiques d'un panel de 95 installations hydroélectriques existantes. L'intégralité des données nécessaires à l'analyse de rentabilité n'est pas disponible pour l'ensemble de ce panel : ainsi, les données de coûts d'investissements ne sont disponibles que pour 9 installations, dont seules 5 sont dans la gamme de puissance visée par le projet d'arrêté.

Compte tenu de la taille réduite de ce panel et du caractère déclaratif des données utilisées, la robustesse des données de coût utilisées ne peut être garantie.

On constate au surplus que les données présentées dépassent, parfois significativement, celles disponibles dans d'autres publications, telles que l'étude des coûts de référence de la production électrique publiée par la DGEC en 2008⁸. Ramenés en valeur 2015, les coûts d'investissement et d'exploitation présentés dans cette étude restent significativement inférieurs à ceux déclarés par la profession, ce que l'augmentation de certaines contraintes environnementales ne permet d'expliquer qu'en partie.

3.3. Scénarios technico-économiques étudiés

L'étude de rentabilité réalisée par la CRE repose sur les données de l'étude FHE s'agissant des coûts d'investissement (CAPEX), des coûts d'exploitation (OPEX) et des hypothèses de productible moyen, exprimées en nombre d'heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance.

Les OPEX déclarés par FHE présentent une augmentation significative sur la période de cinq ans retenue par l'étude. Le niveau des coûts relatifs à la dernière année est ainsi supérieur de 20 % à la moyenne actualisée de ces coûts sur la période, qui est elle-même supérieure de 30 % aux données de coût présentées dans l'étude de la DGEC susmentionnée. La CRE retient un scénario médian, correspondant à la moyenne actualisée des OPEX déclarées par FHE sur la période de cinq ans.

Les résultats de l'étude de rentabilité dépendent fortement des hypothèses retenues ; une analyse de la sensibilité des résultats aux données de coût d'investissement et d'exploitation est réalisée.

Les données utilisées pour chaque catégorie d'installation visée par le projet d'arrêté sont synthétisées dans le tableau suivant.

⁶ Syndicat professionnel du secteur de la petite hydroélectricité.

⁷ Direction générale de l'énergie et du climat.

⁸ Le périmètre de ces deux études est légèrement différent, notamment en ce qui concerne la distinction des installations par hauteur de chute (l'étude des coûts de production retient un seuil de 20 mètres pour distinguer haute chute et basse chute, là où l'étude de FHE et le projet d'arrêté prennent un seuil à 30 mètres), sans que cette différence remette en cause la pertinence des données de l'étude de la DGEC.

		Haute chute		Basse chute	
		[0-500 kW]	[500 kW-1 MW]	[0-500 kW]	[500 kW-1 MW]
CAPEX (€/kW)	Scénario de référence : étude FHE	4 200	3 100	4 500	3 300
	Sensibilité : étude DGEC ⁹	3 200 (-24 %)	2 730 (-12 %)	3 350 (-26 %)	3 100 (-6 %)
OPEX (€/MWh)	Scénario de référence : étude FHE – moyenne sur 5 ans	33	32	41	33
	Sensibilité : étude FHE – dernière année	42 (+27 %)	36 (+13 %)	50 (+22 %)	39 (+18 %)
	Sensibilité : étude DGEC ⁸	25 (-24 %)	25 (-22 %)	21 (-49 %)	24 (-27 %)
Productible moyen (heures/an)		4 400	3 310	4 300	4 100

Pour l'analyse de rentabilité, les installations de turbinage des débits réservés sont assimilées à des installations de haute chute, dont les conditions de fonctionnement les conduisent à atteindre un productible moyen de 8 000 heures/an.

Dans le cas du renouvellement de soutien à une installation existante, l'étude de rentabilité s'affranchit de la question des coûts d'investissement, dans la mesure où ceux-ci découlent des niveaux d'investissement de rénovation prévus par la grille tarifaire. Les coûts d'exploitation retenus correspondent à ceux d'une installation neuve.

Une étude de sensibilité en fonction du niveau de productible moyen, permettant d'interroger la pertinence du plafonnement de la rémunération introduite dans le cas du complément de rémunération, est également réalisée.

Les coûts relatifs à la commercialisation de l'électricité pour les installations bénéficiant du complément de rémunération sont analysés dans le cadre de l'évaluation du niveau de la prime de gestion détaillée au 4.1, et ne sont pas intégrés au périmètre de l'étude de rentabilité.

Le calcul du TRI actionnaire repose sur une hypothèse de financement de projet reposant à 70 % sur une dette bancaire, contractée pour une durée de 15 ans à un taux de 3,5 %. Ces paramètres correspondent à ceux retenus par FHE dans son étude. L'hypothèse de taux d'inflation annuel est de 1,5 %.

3.4. Résultats

3.4.1. Soutien à des installations nouvelles

Scénario central en OPEX – productibles moyens – sensibilité en CAPEX

Les résultats de l'étude de rentabilité dans le scénario central retenu par la CRE pour les installations nouvelles sont présentés dans le tableau ci-dessous.

	Haute chute		Basse chute		Débits réservés	
	[0-500 kW]	[500 kW - 1 MW]	[0-500 kW]	[500 kW - 1 MW]	[0-500 kW]	[500 kW - 1 MW]
TRI projet (%)	7,1 %	6,8 %	6,6 %	7,8 %	6,7 %	6,4 %
TRI actionnaire (%)	9,6 %	8,7 %	8,6 %	10,3 %	8,8 %	8,0 %

En prenant en compte les données de coût d'investissements issues de l'étude des coûts de référence de la DGEC, les résultats sont les suivants.

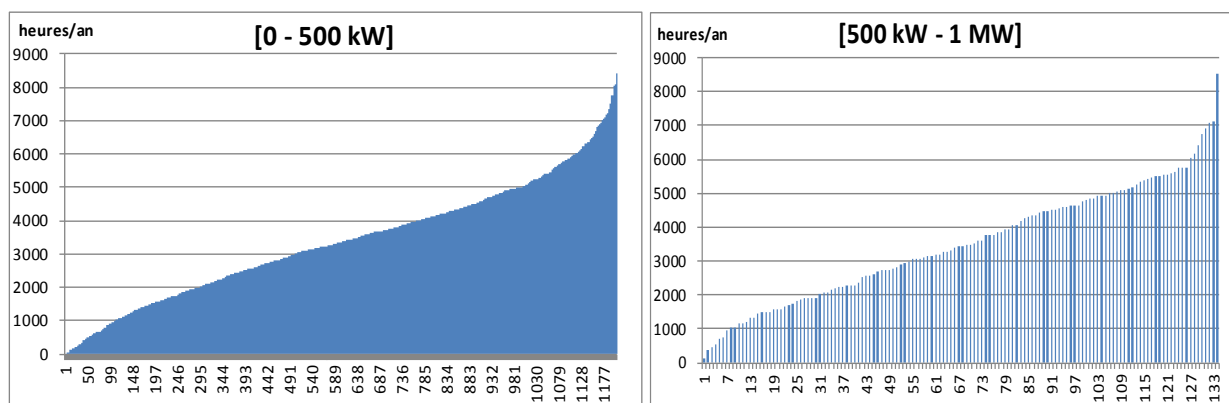
⁹ Les coûts pour 2008 sont corrigés de l'inflation pour être ramenés en valeur 2015.

	Haute chute		Basse chute		Débits réservés	
	[0-500 kW]	[500 kW - 1 MW]	[0-500 kW]	[500 kW - 1 MW]	[0-500 kW]	[500 kW - 1 MW]
TRI projet (%)	10,8 %	8,5 %	10,6 %	8,7 %	10,3 %	8,0 %
TRI actionnaire (%)	16,4 %	11,6 %	15,9 %	11,8 %	15,5 %	10,9 %

Si une étude de rentabilité fondée sur les données de FHE conduit à des taux de rentabilité en ligne voire inférieurs à la référence retenue par la CRE, il n'en est pas de même en prenant en compte les coûts de référence publiés par la DGEC, lesquels font apparaître une rentabilité excessive pour les installations de plus petites puissances.

Étude de sensibilité en fonction du productible moyen

Les installations hydroélectriques de petite puissance présentent une variabilité extrêmement forte de productible autour de la valeur moyenne de 3 500 heures/an. Les données de productible du parc sous obligation d'achat pour l'année 2014 présentées dans les figures suivantes permettent d'illustrer ce constat, pour les gammes de puissance [0 - 500 kW] et [500 kW - 1 MW].



Dans son avis sur l'arrêté tarifaire de 2007, la CRE mettait en avant ce point et préconisait une dégressivité du tarif pour les installations ayant un productible élevé, celles-ci pouvant dégager des rentabilités excessives avec le tarif envisagé.

Le dispositif de plafonnement de l'électricité rémunérée par le complément de rémunération permet en partie de répondre à cet enjeu, dans la mesure où l'électricité produite au-delà du plafond global de 130 000 heures de fonctionnement ne bénéficie plus de soutien public. La rémunération tirée de la commercialisation sur le marché de cette électricité garantit toutefois l'incitation pour les producteurs à optimiser la production de leur installation au-delà de ce seuil.

Pour autant, la valeur retenue de 130 000 heures, correspondant à un productible annuel moyen de 6 500 heures sur les 20 ans du contrat, est trop élevée par rapport à l'hypothèse centrale de productible retenue pour l'élaboration du tarif de référence, de l'ordre de 4 000 heures/an. Les résultats de l'étude de sensibilité présentés ci-dessous illustrent, dans le cadre du scénario de référence, l'évolution de la rentabilité en fonction du productible annuel moyen.

TRI projet (%)		Haute chute		Basse chute	
		[0-500 kW]	[500 kW - 1 MW]	[0-500 kW]	[500 kW - 1 MW]
Productible annuel moyen	3 000 h/an	2,9 %	5,8 %	2,7 %	4,3 %
	4 000 h/an	6,2 %	9,5 %	5,9 %	7,7 %
	5 000 h/an	9,0 %	12,8 %	8,8 %	10,8 %
	6 000 h/an	11,6 %	16,0 %	11,3 %	13,6 %
	7 000 h/an	13,0 %	17,6 %	12,6 %	15,1 %

	8 000 h/an	13,1 %	17,9 %	12,5 %	15,3 %
--	------------	--------	--------	--------	--------

La rentabilité induite par les conditions de soutien pour les installations bénéficiant des meilleures conditions de production excède largement le seuil de 8 % retenu par la CRE.

3.4.2. Soutien à une installation existante

L'analyse de rentabilité dans le cas du renouvellement du soutien à des installations existantes repose sur l'évaluation de la rentabilité induite par les niveaux de tarif prévus en fonction du montant d'investissements de rénovation réalisés.

Renouvellement H97

La majorité des installations bénéficiant des conditions du contrat H97, qui ont représenté près de 1 000 MW, a vu son contrat initial arriver à échéance à partir de 2012. Les dispositions prévues par le projet d'arrêté sur ce point ne concernent ainsi qu'un nombre très faible d'installations : en 2016, seules 6 installations, représentant 3 MW de puissance installée, bénéficient encore d'un tel contrat – arrivant à échéance avant la fin de l'année 2016. Ces installations pouvant bénéficier d'une reconduction du soutien dans les mêmes conditions, le niveau de rémunération retenu pour l'analyse de rentabilité correspond au niveau de tarif moyen constaté en 2014, de l'ordre de 78 €/MWh.

Les rentabilités induites par ce dispositif, de l'ordre de -1 %, illustrent sa faible attractivité économique.

Complément de rémunération pour les installations rénovées

Les résultats de l'analyse de rentabilité pour les différents types d'installation visés par la grille tarifaire dans le scénario central de coûts retenu par la CRE sont présentés dans le tableau suivant.

TRI projet (%)		Haute chute		Basse chute		Débits réservés	
		[0-500 kW]	[500 kW - 1 MW]	[0-500 kW]	[500 kW - 1 MW]	[0-500 kW]	[500 kW - 1 MW]
Montant des investissements de rénovation	500 €/kW	15,3 %	10,0 %	15,4 %	11,6 %	3,0 %	0,9 %
	1 000 €/kW	11,5 %	8,3 %	11,6 %	9,3 %	5,2 %	4,8 %
	1 500 €/kW	10,2 %	7,8 %	10,3 %	8,5 %	5,9 %	5,8 %
	2 000 €/kW	9,6 %	7,5 %	9,6 %	8,1 %	6,2 %	6,2 %
	2 500 €/kW	9,2 %	7,3 %	9,2 %	7,9 %	6,3 %	6,5 %

Pour les installations de haute chute et de basse chute, la rentabilité induite par le niveau de soutien décroît en fonction du montant des investissements de rénovation réalisés. Le constat est inverse dans le cas des installations de turbinage des débits réservés.

Pour un montant d'investissement donné, la rentabilité dégagée par les installations de très petite puissance est nettement supérieure à celle des installations d'une puissance comprise entre 500 kW et 1 MW. En outre, pour les installations de haute et de basse chute, les niveaux de tarif envisagés induisent pour la plupart des montants d'investissement une rentabilité excessive. Pour les installations de turbinage des débits réservés, la rentabilité est faible voire très faible selon les cas.

Ces résultats sont toutefois particulièrement sensibles à l'hypothèse de coûts d'exploitation retenue, en raison du poids prépondérant de ces coûts dans le coût de production total d'installations rénovées. En prenant en compte les données présentées par FHE pour la dernière année prise en compte pour leur étude, l'évaluation de la rentabilité conduit, pour les installations de haute et de basse chute, à des résultats en ligne avec la référence retenue par la CRE. Au contraire, le caractère excessif de la rentabilité est renforcé en considérant les hypothèses d'OPEX issus de l'étude de la DGEC de 2008.

La rentabilité évolue avec le niveau de productible selon la même tendance que celle ressortant de l'étude de sensibilité présentée *supra*, et conduit à des niveaux de rentabilité supérieurs à ceux calculés dans le scénario central, dépassant *a fortiori* la référence retenue par la CRE pour les installations de haute et de basse chute.

3.4.3. Conclusions

Dans le scénario central retenu par la CRE, les rentabilités induites par les tarifs visant les installations nouvelles sont inférieures à la référence de 8 % retenue par la CRE. Dans le cas du renouvellement du soutien à une installation existante, la rentabilité induite par le niveau de tarif dépasse dans de nombreux cas cette référence.

Ces résultats sont toutefois très sensibles aux hypothèses de coûts. En prenant en compte les niveaux de coût d'investissement issus de l'étude de la DGEC, les rentabilités induites pour les installations nouvelles sont, elles aussi, excessives pour les installations de plus petites puissances.

Dans tous les cas, le plafond de l'électricité rémunérée par le complément de rémunération est fixé à un niveau trop élevé pour réduire efficacement le risque de rentabilité excessive pour les installations bénéficiant des meilleures conditions de production.

Par ailleurs, ce dispositif devrait être transposé au tarif d'achat en introduisant une décote du tarif au-delà d'un seuil équivalent, dans la mesure où la même variabilité des conditions de production est constatée sur le segment de puissance [0 - 500 kW].

4. **Autres observations sur le projet d'arrêté**

4.1. **Prime de gestion**

Dans son avis sur le projet de décret organisant le complément de rémunération, la CRE a synthétisé les principes à respecter dans la définition de la prime de gestion : un dimensionnement strictement proportionné à son objet, une dégressivité sur la durée contractuelle et un niveau unique pour l'ensemble des filières bénéficiant du complément de rémunération sous forme de guichet ouvert.

En l'espèce, si la prime de gestion envisagée pour la filière hydroélectrique respecte bien le principe de dégressivité, son niveau ne peut en revanche être considéré comme proportionné aux coûts qu'elle est supposée couvrir.

La prime de gestion a pour objet de compenser aux producteurs les coûts qu'ils supportent pour la valorisation de la production et de la capacité de leur installation, lesquels correspondent notamment aux frais d'accès aux marchés (frais de « *trading* ») et au coût d'équilibrage.

Dans le cadre de la commercialisation de leur électricité sur le marché, les producteurs bénéficiant du complément de rémunération devront désigner un responsable d'équilibre. S'ils peuvent être leur propre responsable d'équilibre, ils peuvent également déléguer cette responsabilité à un agrégateur, qui se charge alors de la commercialisation et de l'équilibrage de la production. Dans les pays ayant mis en place un dispositif de soutien sous forme de prime comparable au complément de rémunération, les producteurs ont largement recours à cette seconde option. Dans le cadre de la valorisation de ses garanties de capacité, un producteur doit désigner un responsable de périmètre de certification, auquel s'appliquera un règlement financier relatif à ses écarts. Cette activité devrait vraisemblablement être prise en charge par des agrégateurs dans le cadre d'une offre intégrée.

Ainsi, la prime de gestion payée au producteur dans le cadre du complément de rémunération a vocation à rémunérer la prestation réalisée par un agrégateur.

Les frais de *trading* et de certification peuvent être objectivés à partir des grilles tarifaires des opérateurs boursiers et des frais inclus dans les règles du mécanisme de capacité. Les agrégateurs devant s'acquitter des frais fixes de *trading* indépendamment de l'existence du complément de rémunération, ces derniers n'ont pas vocation à être compensés dans la prime de gestion. La CRE retient un majorant de 0,1 €/MWh pour ces frais de trading et de certification.

Les écarts constatés sur le périmètre d'un responsable d'équilibre font l'objet d'un règlement financier. Dans le cas d'un portefeuille constitué uniquement d'installations de production, ces écarts correspondent à la différence entre la meilleure prévision de la production de ces installations, au plus près du temps réel, et la production réalisée. Pour limiter le coût de ces écarts, les agrégateurs peuvent donc améliorer la qualité de cette prévision :

- s'agissant des filières commandables, ces écarts peuvent être minimisés par la communication du producteur à l'agrégateur du programme de marche de l'installation ;

- s'agissant des filières fatales, le développement de modèles mathématiques de prévision de la production en fonction des conditions météorologiques (ensoleillement, précipitations, conditions de vent) permet également de limiter ces écarts.

Dans tous les cas, le foisonnement des écarts au sein du portefeuille des agrégateurs – lequel peut inclure des installations qui ne bénéficient pas du complément de rémunération – permet de diminuer leur coût. Afin de les inciter à constituer des portefeuilles d'installation les plus diversifiés possibles, une référence unique doit être retenue pour toutes les filières bénéficiant du complément de rémunération.

Aux fins d'évaluer le coût d'équilibrage à prendre en compte dans la prime de gestion, le coût global des écarts générés par les installations sous obligation d'achat pour EDF OA constitue une première référence. Ce coût est évalué par EDF OA entre 0,5 et 1 €/MWh.

L'estimation des frais liés à la fourniture d'électricité dans le cadre des tarifs réglementés de vente (TRV) constitue une autre référence. Dans son rapport sur les TRV de juillet 2015, la CRE évalue les coûts supportés par un opérateur alternatif pour fournir son portefeuille de clients, lesquels comprennent notamment une évaluation de coûts des écarts sur un portefeuille soumis à des aléas de thermosensibilité. La CRE a retenu une approche majorante de ces frais, évaluant le coût des écarts à 0,5 €/MWh pour des portefeuilles de clients aux tarifs jaunes et verts et à 1 €/MWh pour des portefeuilles de clients aux tarifs bleus. Elle a toutefois constaté, à l'occasion de cet exercice, que certains fournisseurs particulièrement efficaces étaient en mesure de réduire ces frais de 60 à 70 %.

La CRE considère que la prime de gestion ne doit pas excéder le niveau strictement nécessaire à la couverture des coûts d'un opérateur efficace. Sur le fondement des éléments qui précèdent, elle estime que le montant à intégrer à la prime de gestion au titre des coûts d'équilibrage ne doit pas dépasser 1 €/MWh. En outre, l'agrégateur pourra obtenir des revenus supplémentaires en permettant, pour les installations commandables dont il a la charge de commercialiser l'électricité, (i) d'optimiser la production en vendant mieux que la référence de prix M_0 ou (ii) en les faisant participer au mécanisme d'ajustement. Pour ces motifs, une prime de gestion de 1,1 €/MWh apparaît comme un majorant.

4.2. Ajustement automatique du niveau de soutien en fonction du développement de la filière

Le projet d'arrêté ne prévoit pas d'ajustement automatique du niveau du soutien applicable aux nouvelles installations en fonction du développement de la filière.

La CRE est favorable à ce que les niveaux des tarifs d'achat et des tarifs de référence soient ajustés périodiquement de manière automatique en fonction du développement de la filière constatée sur la période précédente.

4.3. Indexation des tarifs

L'indexation du niveau de soutien au cours du contrat vise à rendre compte de l'évolution des charges d'exploitation supportées par les producteurs. Or, le coefficient L prévu par le projet d'arrêté inclut une part variable fixée à 60 %, qui excède largement la part de coûts variables dans les coûts de production des installations hydroélectriques, et est donc particulièrement favorable aux producteurs.

Le coefficient d'indexation L devrait être revu afin de comporter une part fixe de l'ordre de 60 à 70 %.

4.4. Transmission des données de coût

Un producteur bénéficiant d'un mécanisme de soutien prévu par le projet d'arrêté doit tenir à la disposition de la CRE l'ensemble des éléments permettant d'apprécier le contexte économique de fonctionnement de son installation : plan d'affaires et pièces permettant de justifier ses coûts d'investissements et d'exploitation et ses revenus.

L'accès à ces éléments est indispensable à la CRE pour pouvoir réaliser le travail d'audit annuel des conditions du complément de rémunération prévu par le projet de décret. Afin de le faciliter, et de réduire son impact sur les ressources de la CRE, ces éléments devraient être transmis de manière automatique et spontanée par les producteurs, selon un format et des modalités définis par la CRE.

4.5. Contrat d'achat et transmission d'information à l'acheteur obligé

Un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat a été mis en place en juillet 2015. Les coûts des écarts de ce périmètre géré par une entité spécifique d'EDF sont pris en charge par la CSPE sauf « *en cas de dérive significative dans la qualité des prévisions de la production sous OA conduisant à des écarts excessifs au regard des performances attendues de la part d'un responsable d'équilibre efficace, [auquel cas] la CRE réduira la compensation du coût des écarts dans le calcul des charges de service public selon les modalités définies à la section 2.3* »¹⁰.

Afin de minimiser les coûts des écarts relatifs à ce périmètre, la CRE recommande que les producteurs bénéficiant de nouveaux contrats d'achat aient une obligation d'information minimale à l'égard de l'acheteur obligé lui permettant d'améliorer la qualité des prévisions. Le producteur devrait notamment être tenu d'informer l'acheteur obligé, dans les meilleurs délais, de toute indisponibilité fortuite ou programmée de l'installation d'une durée prévisionnelle ou constatée supérieure à 48 h. Pour les installations les plus puissantes, le producteur devrait adresser à l'acheteur obligé un programme prévisionnel de production.

Le manquement à ces obligations doit faire l'objet d'une pénalité.

5. Avis de la CRE

Compte tenu des délais d'instruction qui lui étaient impartis pour rendre son avis, de l'absence de base de données fiable et de réponses suffisantes des acteurs de la filière hydroélectrique à ses demandes concernant leurs coûts, la CRE s'est fondée sur des informations issues d'une étude réalisée par les acteurs de la filière pour analyser les rentabilités induites par les conditions de rémunération prévues par le projet d'arrêté objet du présent avis.

S'agissant des installations nouvelles, les rentabilités sont inférieures au taux de référence de 8 % avant impôts dans un scénario de productible moyen. Toutefois, elles deviennent excessives pour les installations qui disposent des meilleures conditions de production.

S'agissant de la rénovation d'installations existantes, les rentabilités induites par les niveaux de tarifs sont disparates en fonction du niveau d'investissement effectivement réalisé sur l'installation mais deviennent surtout rapidement excessives à mesure que le productible de l'installation augmente.

Une telle sensibilité de la rentabilité au productible justifie dès lors l'introduction d'un plafond de production rémunérée qui est, dans ses principes, de nature à réduire les risques de rentabilité excessive susceptibles de se matérialiser pour les installations disposant des meilleures conditions de production. Les analyses de la CRE montrent cependant que celui-ci, dans ses modalités et son dimensionnement actuellement prévus par le projet d'arrêté, ne permet pas d'atteindre cet objectif et doit être significativement réduit.

En conséquence, la CRE donne :

- un avis favorable aux dispositions prévues pour les installations nouvelles sous réserve que le plafond de production rémunéré soit ajusté à la baisse ;
- un avis défavorable s'agissant des dispositions relatives aux installations existantes, en raison des niveaux de rentabilité induits et du niveau trop élevé du plafond..

Compte tenu de la très grande diversité des conditions technico-économiques des installations hydroélectriques de petite puissance et de la sensibilité des résultats aux hypothèses retenues, la détermination par les pouvoirs publics d'un niveau de rémunération permettant le développement d'installations nouvelles sans introduire de risque de rentabilité excessive est particulièrement délicate. L'organisation du soutien à ces installations par la voie d'appel d'offres apparaît donc préférable, en tant qu'il conduit à accorder aux installations un niveau de soutien reflétant, sous réserve d'une concurrence suffisante, leurs conditions de fonctionnement.

¹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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.

Pour objectiver les coûts d'investissement et d'exploitation des installations hydroélectriques de petite puissance, la CRE procédera, en application des dispositions de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, des dispositions de l'article 36 du projet de décret sur lequel elle a rendu son avis le 9 décembre 2015 et des dispositions de l'article 8 du présent projet d'arrêté, à une analyse de leurs conditions économiques de fonctionnement. Elle sollicitera, pour ce faire, les exploitants des installations en fonctionnement. Les résultats de cette analyse et les recommandations qui pourraient en découler feront l'objet d'un rapport public.

La CRE est défavorable au niveau de la prime de gestion proposé par le projet d'arrêté tarifaire, en tant qu'il excède le niveau nécessaire à la couverture des coûts d'un opérateur efficace.

La CRE est défavorable à la formule d'indexation des tarifs, en tant qu'elle retient une part variable trop importante au regard de la structure de coût de la filière.

Fait à Paris, le 3 mars 2016

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire,

Jean-Pierre SOTURA