



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RAPPORT

JANVIER 2020

Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

SYNTHÈSE ET RECOMMANDATIONS

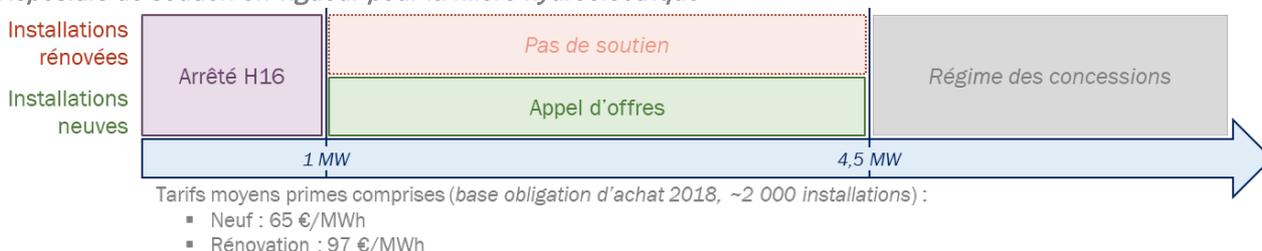
L'article R. 314-12-1 du code de l'énergie prévoit un réexamen annuel et, le cas échéant, une révision des conditions de rémunération prévues par les différents mécanismes de guichet ouvert en vigueur pour les filières de production d'électricité bénéficiant d'un régime de soutien. Le même article prévoit que ces révisions tiennent compte des résultats d'audits menés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Pour ce faire, la CRE s'appuie sur les coûts et recettes de l'ensemble des installations bénéficiant d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération, transmis annuellement (pour les installations de plus de 100 kW) ou sur demande (pour les installations de moins de 100 kW) par les producteurs (article R.314-14 du code de l'énergie).

La présente analyse s'inscrit dans ce contexte et a vocation à établir les niveaux de référence des coûts et de rentabilité de la petite hydroélectricité. Cet exercice poursuivait notamment deux objectifs :

- actualiser l'analyse de rentabilité induite par l'arrêté en vigueur pour les installations neuves et renouvelées de moins de 1 MW¹ (H16) sur lequel la CRE avait rendu un avis début 2016 à partir des données déclaratives et parcellaires dont elle disposait à cette date ;
- disposer des données nécessaires à la définition des modalités économiques du soutien dédié aux installations renouvelées de plus de 1 MW envisagé par la direction générale de l'énergie et du climat.

Dispositifs de soutien en vigueur pour la filière hydroélectrique



Le panel d'installations examiné a été constitué aux fins de répondre à ce double objectif en s'assurant de sa représentativité malgré la forte hétérogénéité technique et économique de la filière.

La CRE regrette toutefois l'absence de réponse d'une fraction significative des producteurs sollicités (plus de 20 % d'entre eux) et la qualité variable des données transmises. Malgré ces difficultés, l'analyse présentée dans le rapport permet d'améliorer la connaissance des coûts et des contraintes de la filière.

La CRE observe une forte dispersion des coûts sur l'ensemble du panel analysé. S'agissant des coûts d'investissements, ceux-ci varient entre 2 100 et 5 600 €/kW pour 75 % des installations neuves. Les coûts annuels de fonctionnement (charges d'exploitation et fiscales) se situent quant à eux entre 50 et 180 €/kW pour 75 % des installations. La CRE rappelle que ces derniers ne tiennent pas compte des coûts de gros entretien et de renouvellement du matériel, caractéristiques de l'hydroélectricité, représentant des dépenses ponctuelles de l'ordre de 2 à 4 % des coûts d'investissements initiaux en moyenne, intervenant 2 à 3 fois au cours des 15 premières années du contrat de soutien pour les installations neuves.

Cette dispersion des coûts, couplée à une tout aussi forte variabilité sur le productible des installations – celui-ci se situe entre 2 000 et 4 300 heures annuelles d'équivalent pleine puissance pour 75 % des installations –, conduit à des coûts complets de production (LCOE) très différents d'une installation à une autre. Pour les installations neuves, ce coût varie de 37 à plus de 200 €/MWh. Les LCOE des installations renouvelées se situent quant à eux quasi-exclusivement en dessous de la barre des 100 €/MWh.

Les rentabilités observées et induites par les différents mécanismes de soutien successifs sont logiquement très dispersées. La CRE observe notamment que la moitié des installations pour lesquelles la rentabilité a pu être calculée présente des taux de rentabilité interne (TRI) avant impôt insuffisants, voire négatifs. A l'inverse, 35 % des installations présentent des rentabilités jugées excessives. La CRE note par ailleurs que les surrentabilités concernent surtout les installations renouvelées, le TRI moyen étant de 14,1 % pour ces installations contre 2,5 % pour les installations neuves.

Ces analyses conduisent la CRE à proposer plusieurs recommandations, s'agissant notamment de l'organisation du soutien à la filière et des modalités de rémunération, formulées ci-après.

¹ Arrêté du 13 décembre 2016 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

Organisation générale du soutien à la filière

La filière hydroélectrique se caractérise par des contraintes naturelles fortes et différentes d'une installation à l'autre. La topologie du site (contraintes d'implantation et d'accès, hauteur de chute, débit), la qualité de l'eau (abrasivité vis-à-vis des équipements hydromécaniques, présence de sédiments) ou encore les contraintes environnementales spécifiques au site (études supplémentaires exigées par les autorités en charge de l'environnement, installation de dispositifs type passe à poissons, etc.) peuvent significativement influencer les coûts d'investissement et d'exploitation ainsi que le productible d'une installation. Il en résulte une filière hétérogène en termes de coûts, même sur des segments restreints d'installations de tailles ou de typologies *a priori* comparables.

L'attribution d'un soutien dans le cadre d'un guichet ouvert ne permet pas de garantir un niveau de rentabilité normal pour la majorité des installations : les sous ou surrentabilités concernent une part significative des installations et aucune segmentation permettant de pallier cette difficulté ne se dégage de manière évidente. L'actualisation de l'analyse de l'arrêté H16, présentée dans la section 4, met ainsi en évidence la difficulté de déterminer les niveaux de soutien, en particulier pour les installations neuves. A titre d'exemple, une variation de 1 000 €/kW sur les coûts d'investissements ou de 1 000 heures de fonctionnement annuel de la centrale – correspondant à des écarts normaux observés entre installations de taille et de typologie comparables² – entraîne un écart de l'ordre de 4 à 6 points de rentabilité.

Pour les installations neuves, l'organisation d'appels d'offres apparaît dès lors comme la voie de soutien adaptée. De tels dispositifs, s'ils sont bien dimensionnés, constituent un moyen efficace de développement de la filière à un coût maîtrisé pour les finances publiques.

Si, pour les installations rénovées, la dépendance du tarif aux coûts d'investissements permet de neutraliser l'un des deux principaux paramètres de variabilité du coût de production, il n'en demeure pas moins que l'appel d'offres permettrait plus aisément d'octroyer un niveau de soutien adapté à chaque installation, quitte à fixer un prix plafond plus élevé que pour les installations neuves, eu égard à l'intérêt environnemental que ces rénovations peuvent représenter, en évitant de construire de nouveaux seuils.

La cyclicité des investissements pour une centrale hydraulique – avec des investissements majeurs à horizon 80 ans relatifs à la conduite forcée ou à la retenue d'eau – doit conduire à rendre des installations confrontées à de telles rénovations éligibles aux mécanismes de soutien jusqu'alors réservés aux installations neuves. En outre, une rénovation de grande ampleur de l'installation doit être l'occasion de réinterroger son dimensionnement qui, il y a 80 ans, a pu être orienté par les besoins locaux – et notamment de l'industrie – en énergie mécanique ou électrique.

Enfin, la CRE rappelle l'importance des programmes de modernisation et d'augmentation de puissance sur les installations faisant l'objet de concessions ainsi que du développement de nouvelles concessions dans le cadre de la procédure introduite par le décret du 27 avril 2016³ et prévue aux articles R521-1 à 20 du code de l'énergie. De telles installations, d'une puissance unitaire de l'ordre de la dizaine de MW, contre des projets de l'ordre de la centaine de kW à plusieurs MW pour la petite hydroélectricité, constituent un complément de capacité nécessaire, s'agissant au surplus d'installations potentiellement moins coûteuses pour les finances publiques que les petites installations et susceptibles d'apporter des services supplémentaires au système électrique.

En résumé :

- (1) La CRE préconise de généraliser l'appel d'offres à l'ensemble des installations ou, *a minima*, de l'étendre aux installations neuves de plus de 500 kW, afin de limiter les effets d'aubaine importants induits par le guichet ouvert.
- (2) Si un guichet ouvert devait être maintenu, la CRE considère qu'il ne devrait l'être que pour les installations rénovées, dans la mesure où les effets d'aubaine semblent plus mesurés et maîtrisables, à condition que les mesures complémentaires exposées ci-après soient mises en œuvre.
- (3) Les augmentations de puissance sur les concessions existantes et la création de nouveaux projets concessifs, de puissance plus importante que la petite hydroélectricité et potentiellement moins coûteux, constituent une solution essentielle et complémentaire au développement de la petite hydroélectricité pour atteindre les objectifs de la filière au moindre coût.

Modalités de rémunération dans le cas d'un maintien d'un guichet ouvert

La rentabilité d'un projet hydroélectrique est très sensible au facteur de charge de l'installation. Si le niveau d'un tarif administré peut convenir à une installation présentant un productible proche du productible « moyen » considéré, un grand nombre d'installations éligibles au soutien seront bien au-dessus ou en dessous de ce seuil et

² Au sens de l'arrêté, cf. paragraphes 3.1 pour les coûts d'investissements et 3.4 pour les facteurs de charge

³ Décret n° 2016-530 du 27 avril 2016 relatif aux concessions d'énergie hydraulique et approuvant le modèle de cahier des charges applicable à ces concessions

présenteront donc des rentabilités excessives ou des sous-rentabilités. Sur le panel analysé, les trois quarts des installations étudiées présentaient des facteurs de charge compris entre 2 000 et 4 300 heures de fonctionnement annuel ce qui, toutes choses égales par ailleurs, représente un écart de rentabilité de plus de 10 points.

L'arrêté tarifaire H16 en vigueur prévoit un plafonnement de l'énergie achetée « au tarif plein » permettant de limiter les effets d'aubaine au-delà de certains seuils de production⁴. Ces derniers sont néanmoins trop élevés pour être efficaces : s'il convient de maintenir une incitation à une exploitation efficace, une rémunération plus faible devrait être mise en place dès le premier MWh au-delà des productibles cibles retenus pour construire le niveau du tarif. La CRE préconise donc la mise en place d'une rémunération de référence plafonnée à un productible annuel de l'ordre de 3 000 heures de fonctionnement, et complétée par un tarif marginal plus faible – de l'ordre de 25 €/MWh pour les installations neuves – pour la production au-delà de ce seuil. Un tel dispositif implique, dans le cadre du complément de rémunération, un paiement à l'acheteur obligé par le producteur correspondant à la production excédentaire lorsque le prix de marché dépasse ce tarif marginal. Un mécanisme de report détaillé en section 4.4 permettrait de tenir compte de la variabilité du productible d'une année sur l'autre.

Si cette option devait ne pas être retenue, la CRE invite la puissance publique à se prononcer sur le productible de référence sur la base duquel elle entend dimensionner le dispositif de soutien : vouloir soutenir des installations à faible productible revient à soutenir des installations généralement plus coûteuses.

La CRE rappelle que les installations rénovées de plus de 1 MW, auparavant soutenues via un appel d'offres, ne bénéficient désormais d'aucun dispositif de soutien. Si la mise en place du guichet ouvert envisagé pour ces installations se concrétise, la CRE recommande qu'il s'organise selon les mêmes modalités que pour les installations rénovées de puissance inférieure à 1 MW, aucune différence majeure sur les coûts d'exploitation et les productibles n'ayant été observée selon la puissance pour ces installations.

S'agissant de l'arrêté H16 en vigueur, les résultats de l'analyse de rentabilité présentés à la section 4 conduisent à proposer un ajustement des niveaux de rémunération, à la hausse ou à la baisse selon les segments.

La CRE relève par ailleurs que le maintien de l'option d'un tarif à deux composantes pour les installations neuves sous obligation d'achat crée une possibilité d'arbitrage pour les producteurs et donc un potentiel effet d'aubaine. Un tarif saisonnalisé ne semble pas justifié compte tenu des contraintes de production naturelles auxquelles sont soumises la majorité des installations et des possibilités de stockage limitées en petite hydroélectricité. Une telle tarification introduit au surplus une complexité technique et contractuelle pour le producteur et l'acheteur obligé.

L'arrêté prévoit en outre, pour les installations en complément de rémunération, une prime de gestion de 2 €/MWh qui s'ajoute à la rémunération de référence sur toute la durée du contrat. Cette prime est trop élevée, compte tenu des coûts d'agrégation déclarés par les organismes agréés⁵ pour la filière hydroélectrique, en moyenne inférieurs à 1 €/MWh.

Enfin, certaines installations en fin de contrat pourraient continuer à produire plusieurs années sans investissements de rénovation ou pour des montants moindres que ceux imposés par l'arrêté tarifaire en vigueur⁶. Si les producteurs peuvent valoriser leur production sur le marché à l'issue de leur contrat de soutien, l'attrait d'un nouveau contrat permettant de neutraliser le risque de marché pourrait les inciter à réaliser des investissements de rénovation non nécessaires afin de répondre au critère de l'arrêté tarifaire. La CRE recommande donc d'introduire une vérification du caractère nécessaire des investissements envisagés ou, à défaut, d'ouvrir le soutien pour des niveaux d'investissements moindres que ceux actuellement prévus.

⁴ L'arrêté H16 prévoit un plafond de 120 000 heures de fonctionnement équivalent pleine puissance sur la durée du contrat et 100 000 heures pour les installations de haute chute. Au-delà de ces seuils, l'énergie est rémunérée au tarif fixe de 40 €/MWh.

⁵ Au sens de l'article L314-6-1 du code de l'énergie

⁶ L'arrêté impose un montant minimum d'investissements de rénovation de 500 €/kW.

En conclusion, la CRE recommande, si un mécanisme de guichet ouvert devait être maintenu :

- (1) *Pour les installations neuves et rénovées* : d'introduire un tarif plus faible rémunérant la production excédant les niveaux de productibles considérés pour construire les tarifs, afin (i) de limiter les effets d'aubaine pour les installations présentant des productibles élevés et (ii) de maintenir l'incitation à exploiter au mieux le gisement disponible ou, à défaut, de réajuster les tarifs et compléments de rémunération de référence prévus par l'arrêté H16, selon les niveaux calculés au paragraphe 4.4, afin de garantir une rentabilité à la fois suffisante et non excessive pour une majorité d'installations.
- (2) *Pour les installations neuves* : de supprimer les tarifs saisonnalisés afin d'éviter tout effet d'aubaine et de limiter la complexité tarifaire.
- (3) *Pour les installations neuves et rénovées* : de revoir la prime de gestion à la baisse pour les installations en complément de rémunération, compte tenu des coûts moyens de mise sur le marché observés pour la filière hydroélectrique.
- (4) *Pour les installations neuves et rénovées* : de revoir la part fixe du coefficient d'indexation du niveau de soutien au cours du contrat – le coefficient L : pour les installations neuves en la fixant à 67 %, pour les installations rénovées en la faisant dépendre du montant d'investissement.
- (5) *Pour les installations rénovées* : d'étudier la pertinence d'un contrôle du caractère nécessaire des investissements de rénovation pour ouvrir droit au soutien, ou de s'assurer *a minima* que les niveaux d'investissements prévus n'excluent pas les installations nécessitant de faibles dépenses de rénovation.

Aspects environnementaux

Le renforcement des exigences environnementales semble avoir eu une influence à la hausse sur les coûts d'investissements au cours des dernières années (cf. 3.1.2), bien que cette augmentation ait été en partie compensée par la mise en place de la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement. Le coût des études d'impact et les frais de développement d'un projet hydroélectrique neuf peuvent représenter des montants importants, de l'ordre de 8 % de l'investissement total. Ces dépenses sont d'ailleurs engagées sans la garantie d'un contrat à la clé et constituent donc un frein à l'entrée pour certains producteurs.

Le coût d'une passe à poissons peut quant à lui atteindre plusieurs centaines de milliers d'euros pour un coût d'investissement total de 2 à 5 M€ pour une centrale d'1 MW. Au-delà du surcoût d'investissement que représente ce dispositif, il affecte également le productible de l'installation en isolant une partie du débit et est susceptible d'augmenter l'assiette de la taxe foncière applicable à la centrale (cf. 3.1.2).

La CRE en tire deux points d'attention, l'un en termes de risque pour les installations en fonctionnement ou en développement, l'autre en termes d'impact de ces contraintes sur les finances publiques.

En termes de risque

L'ajout de nouvelles exigences environnementales à une installation existante représente un risque réglementaire qui implique idéalement d'échelonner les exigences afin qu'elles lui soient imposées à une échéance cohérente avec la prochaine période de soutien dont bénéficierait l'installation. S'agissant des installations en développement, les décisions de l'administration – et notamment le précadrage environnemental dans le cadre de l'appel d'offres – doivent être conçues de sorte à limiter au maximum les risques d'un refus de délivrance de l'autorisation environnementale finale ou de cerner les exigences spécifiques et donc les surcoûts potentiels associés nécessaires à la mise en œuvre du projet.

En termes de coûts pour les finances publiques

Le respect des nouvelles exigences environnementales – qui poursuivent un objectif de protection de la biodiversité auquel la CRE ne peut que souscrire et dont le calibrage ne relève pas de ses compétences – constitue un facteur de hausse du coût du soutien qui affecte les finances publiques. Dès lors, la CRE attire l'attention sur l'importance de donner un maximum de visibilité en matière d'équilibre coût-bénéfice entre les enjeux de protection des milieux naturels et les enjeux de développement de la petite hydroélectricité. La note technique publiée début mai 2019 par le Ministère de la transition écologique et solidaire⁷, présentant des éléments de méthode et d'organisation pour une meilleure coordination des services à l'échelle nationale et locale sur le sujet de la continuité écologique, s'inscrit dans cette démarche.

⁷ Note technique du 30 avril 2019 relative à la mise en œuvre du plan d'action pour une politique apaisée de restauration de la continuité écologique des cours d'eau

SOMMAIRE

1. RAPPEL DU CONTEXTE DE SOUTIEN À LA PETITE HYDROÉLECTRICITÉ	7
1.1 PARC HYDROÉLECTRIQUE FRANÇAIS	7
1.1.1 Chiffres clés sur l'ensemble du parc	7
1.1.2 Caractéristiques du parc soutenu.....	8
1.2 LES DISPOSITIFS DE SOUTIEN EN VIGUEUR.....	10
1.2.1 L'arrêté tarifaire H16 pour les installations de 0 à 1 MW.....	10
1.2.2 Installations lauréates d'un appel d'offres	11
1.3 ANCIENS ARRÊTÉS TARIFAIRES	12
1.3.1 Les principes d'application de l'arrêté H07	12
1.3.2 Les principes d'application de l'arrêté H01	12
1.3.3 Les principes d'application de l'arrêté HR97	13
1.4 COMPARAISON DES NIVEAUX DE TARIFS PRÉVUS PAR LES DIFFÉRENTS ARRÊTÉS.....	13
2. PRINCIPES DE L'ANALYSE MENÉE PAR LA CRE.....	14
2.1 INSTALLATIONS AUDITÉES PAR LA CRE.....	14
2.2 HYPOTHÈSES TECHNIQUE-ÉCONOMIQUES DE RETRAITEMENT DES DONNÉES COLLECTÉES	15
3. ANALYSES GÉNÉRALES	17
3.1 COÛTS D'INVESTISSEMENT	17
3.1.1 Niveaux d'investissement	17
3.1.1.1 Répartition pour les installations neuves	17
3.1.1.2 Répartition selon la préexistence des ouvrages.....	17
3.1.2 Evolution historique	18
3.1.3 Décomposition	19
3.2 COÛTS DE GROS ENTRETIEN-RENOUVELLEMENT (GER).....	20
3.2.1 Chroniques de dépenses pour les installations neuves.....	21
3.2.2 Chroniques de dépenses pour les installations rénovées	21
3.3 COÛTS DE FONCTIONNEMENT	22
3.3.1 Niveaux des coûts de fonctionnement	22
3.3.2 Décomposition	23
3.4 FACTEURS DE CHARGE.....	24
3.5 COÛTS COMPLETS DE PRODUCTION	26
3.5.1 Niveaux observés.....	26
3.5.2 Analyse de la part fixe.....	27
3.6 FINANCEMENT DES PROJETS.....	27
3.7 ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES INSTALLATIONS.....	28
4. ANALYSES DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN À LA FILIÈRE	30
4.1 HYPOTHÈSES CENTRALES	30
4.2 ACTUALISATION DE L'ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ARRÊTÉ H16.....	31
4.2.1 Installations neuves de puissance inférieure à 1 MW	31
4.2.2 Installations rénovées de puissance inférieure à 1 MW	32
4.3 INSTALLATIONS RÉNOVÉES DE PUISSANCE SUPÉRIEURE À 1 MW	34
4.4 NIVEAUX DE RÉMUNÉRATION CALCULÉS	34

1. RAPPEL DU CONTEXTE DE SOUTIEN À LA PETITE HYDROÉLECTRICITÉ

1.1 Parc hydroélectrique français

1.1.1 Chiffres clés sur l'ensemble du parc

Au 31 décembre 2018, le parc hydroélectrique français⁸ cumulait 25,5 GW de puissance installée pour une production hors STEP⁹ de 63,1 TWh sur l'ensemble de l'année 2018, soit 13,1 % de la consommation électrique nationale¹⁰. La couverture mensuelle est cependant très variable, oscillant entre 5 et 20 % selon la période de l'année (fonte des neiges, période sèche, etc.) La production hydroélectrique varie par ailleurs assez fortement d'une année sur l'autre selon l'hydraulicité. Le productible moyen du parc a été de 2 833 heures équivalent pleine puissance en 2016 contre 2 322 heures en 2017 et 3 016 heures en 2018.

Le graphique ci-dessous montre la répartition de la puissance installée du parc à fin 2018, par tranche de puissance électrique installée.

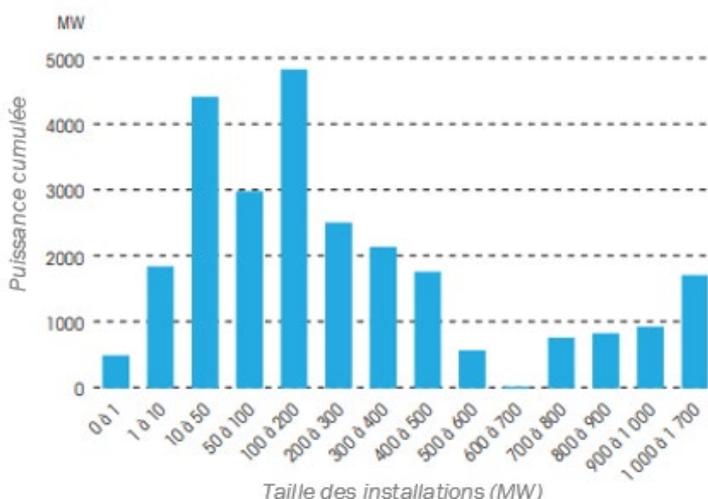


Figure 1 : répartition du parc hydroélectrique installé en 2018 par segment de puissance¹¹

Après une forte croissance de 1950 à 1990 et la mise en service des grands barrages, le parc hydroélectrique n'a pas connu de réelle évolution, la puissance totale raccordée augmentant faiblement tout en restant proche de 25 GW depuis le début des années 90.

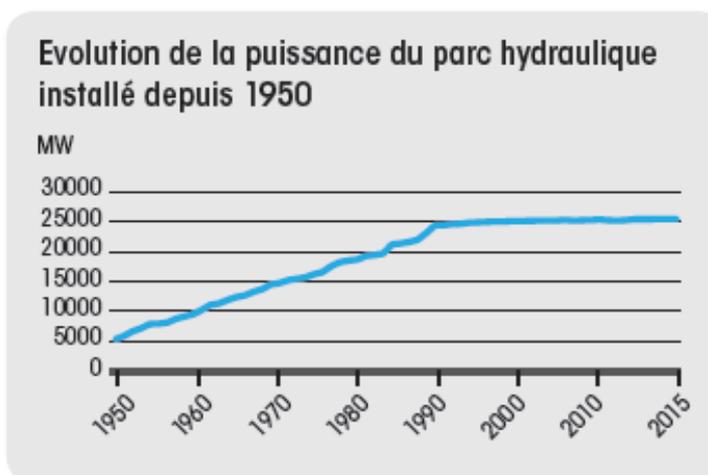


Figure 2 : évolution historique de la puissance installée du parc hydroélectrique

Toutefois, la filière reste active et, fin 2018, le volume de projets hydroélectriques en développement s'élevait à 926 MW selon RTE, en augmentation par rapport à l'année précédente (+625 MW).

⁸ Il ne sera question dans ce rapport que de la métropole continentale

⁹ Station de Transfert d'Énergie par Pompage

¹⁰ Source : Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2018, RTE

¹¹ Source : RTE

A horizon 2028, les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie pour la filière portent non seulement sur le déploiement de nouveaux équipements, mais aussi sur l'optimisation du parc existant, notamment au travers de suréquipements et de rénovations.

Horizon de temps	Objectifs en termes de puissance installée	
	1 ^{ère} PPE adoptée en 2016	Nouvelle PPE (objectifs publiés le 25 janvier 2019)
2018	25,3 GW	
2023	25,8 GW à 26,05 GW	25,7 GW
2028		26,4 à 26,7 GW

Tableau 1 : objectifs des PPE pour l'hydroélectricité

Les surplus de capacité aux horizons 2023 et 2028 ne concernent pas les STEP.

Le parc actuel se compose d'environ 2 500 installations pour 25,5 GW de puissance électrique installée dont :

- 400 installations en régime concessif représentant 90 % de la puissance totale du parc ;
- 2 100 installations en régime d'autorisation représentant 10 % de la puissance totale du parc¹².

Les ouvrages en régime concessif appartiennent à l'Etat et sont construits et exploités par un concessionnaire pour son compte. Il s'agit de l'ensemble des installations implantées sur des sites dont la puissance maximale brute¹³ excède 4,5 MW¹⁴. Toutes les autres installations relèvent du régime de l'autorisation, octroyée par l'autorité administrative locale compétente selon des modalités précisées dans le code de l'énergie et le code de l'environnement¹⁵.

Les 2 000 installations soutenues, par le biais d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération, totalisent 1,9 GW de puissance électrique installée, soit environ 7 % de la puissance totale du parc, et peuvent relever du régime des concessions ou de celui des autorisations¹⁶. Ces installations sont ci-après regroupées sous le terme de « petite hydroélectricité », et font l'objet du présent rapport.

1.1.2 Caractéristiques du parc soutenu

Le graphique ci-dessous présente l'évolution du parc sous obligation d'achat ou en complément de rémunération, en fonction du cadre de soutien. Les données présentées sont issues des bases de données constituées chaque année à partir des éléments transmis à la CRE par les acheteurs obligés à l'occasion de leurs déclarations annuelles de charges de service public. Les différents dispositifs sont détaillés aux paragraphes 1.2 et 1.3 ci-après.

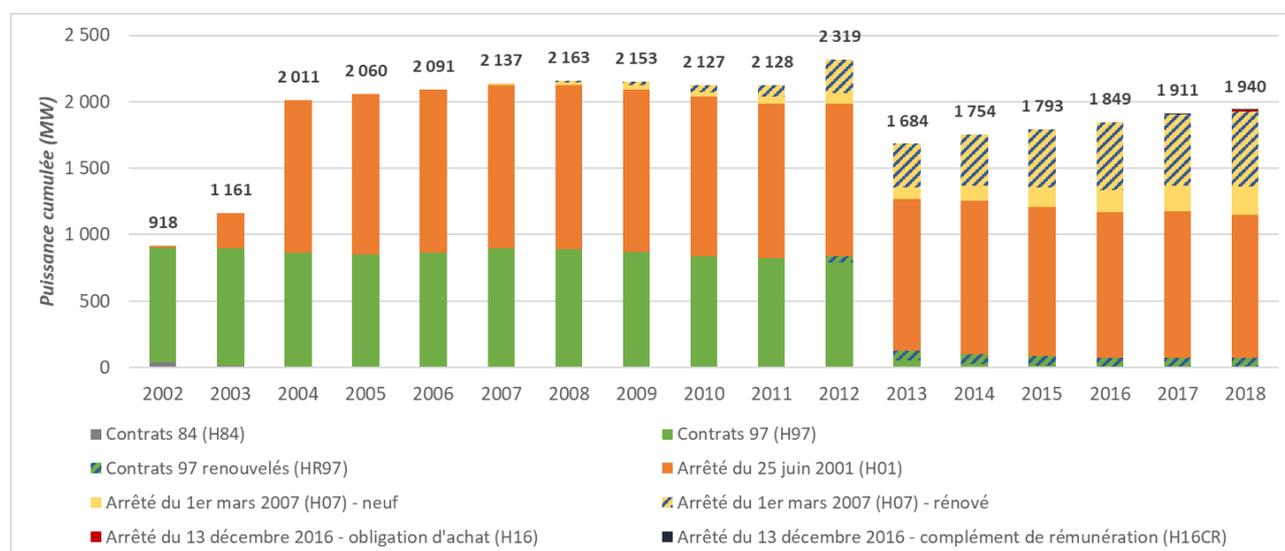


Figure 3 : évolution annuelle du parc d'installations soutenues, en fonction des dispositifs de soutien

Les installations bénéficiant des anciens contrats H84 et H97 totalisaient un peu plus de 900 MW de puissance cumulée fin 2002. L'introduction d'un nouveau mode de soutien via l'arrêté tarifaire de 2001 (H01) a entraîné la

¹² Site du Ministère de la Transition écologique et solidaire : <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/hydroelectricite>

¹³ Il s'agit du produit de la hauteur de chute par le débit maximum de la dérivation par l'intensité de la pesanteur.

¹⁴ La séparation à 4,5 MW a été introduite par la loi n° 80-531 du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur puis codifiée à l'article L511-5 du code de l'énergie avec l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011.

¹⁵ Articles L531-1 à 6 du code de l'énergie et L214-1 à 11 du code de l'environnement.

¹⁶ Seules les installations appartenant au régime des autorisations peuvent être soutenues au travers d'un contrat octroyé à l'issu d'un des appels d'offres lancés en 2016 et 2017. Il s'agit d'une prescription spécifique aux cahiers de charges de ces appels d'offres.

mise en service de plus de 1 GW de nouvelles capacités de production entre 2002 et 2004, portant la capacité totale du parc soutenu à 2 GW fin 2004 (soit +119 % en 2 ans).

Le parc hydraulique bénéficiant de contrats de soutien est resté globalement stable entre 2004 et 2012, jusqu'à l'arrivée à échéance des contrats H97 dont la durée était de 15 ans.

La baisse de la capacité soutenue fin 2012 a progressivement été rattrapée entre 2013 et 2018 par la mise en place de la nouvelle grille tarifaire de l'arrêté de 2007 (H07), et la possibilité introduite par l'arrêté du 7 septembre 2005¹⁷ de faire bénéficier du soutien les installations rénovées moyennant le respect de certains seuils d'investissements (cf. 1.3.1). Cette disposition a notamment permis à environ 560 MW d'installations ayant déjà été soutenues pendant 15 ans de bénéficier d'un nouveau contrat de soutien de 20 ans. Cette transition s'est traduite par une forte augmentation de nouveaux contrats en 2012 (cf. graphique ci-dessous).

En complément, plus de 200 MW d'installations neuves bénéficient aujourd'hui de contrats H07. Une petite part des anciens contrats H97, pour une puissance cumulée de 70 MW, bénéficie aujourd'hui du renouvellement de contrat (HR97) qui leur a été proposé fin 2012. Parmi les anciens contrats H84 et H97, près de 260 MW d'installations fonctionnent aujourd'hui sans soutien public en vendant leur production sur le marché, soit sont arrêtées.

Fin 2016, le nouvel arrêté tarifaire actuellement en vigueur (H16) a notamment introduit une nouvelle segmentation des niveaux de soutien selon la hauteur de chute ainsi que le complément de rémunération, conformément aux lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État, pour une partie des installations (cf. 1.2.1). Compte tenu des délais de mise en service assez longs de la filière, les volumes de contrats H16 sont encore marginaux. Néanmoins, le rythme observé au cours des deux dernières années semble cohérent avec celui du H07 entre 2012 et 2016.

Fin 2018, 85 installations totalisant un peu plus de 11 MW de puissance cumulée bénéficiaient ainsi d'un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération en application de cet arrêté. Aucune installation rénovée ne bénéficiait d'un contrat H16 à cette date.

S'agissant des installations lauréates de l'appel d'offres lancé en 2016 et des deux premières périodes de son successeur lancé en 2017, qui représentent une puissance cumulée d'environ 170 MW, les premières mises en service devraient voir le jour d'ici 2020.

Les graphiques ci-dessous présentent la répartition du parc installé sous obligation d'achat à fin 2018 en fonction de la taille des installations.

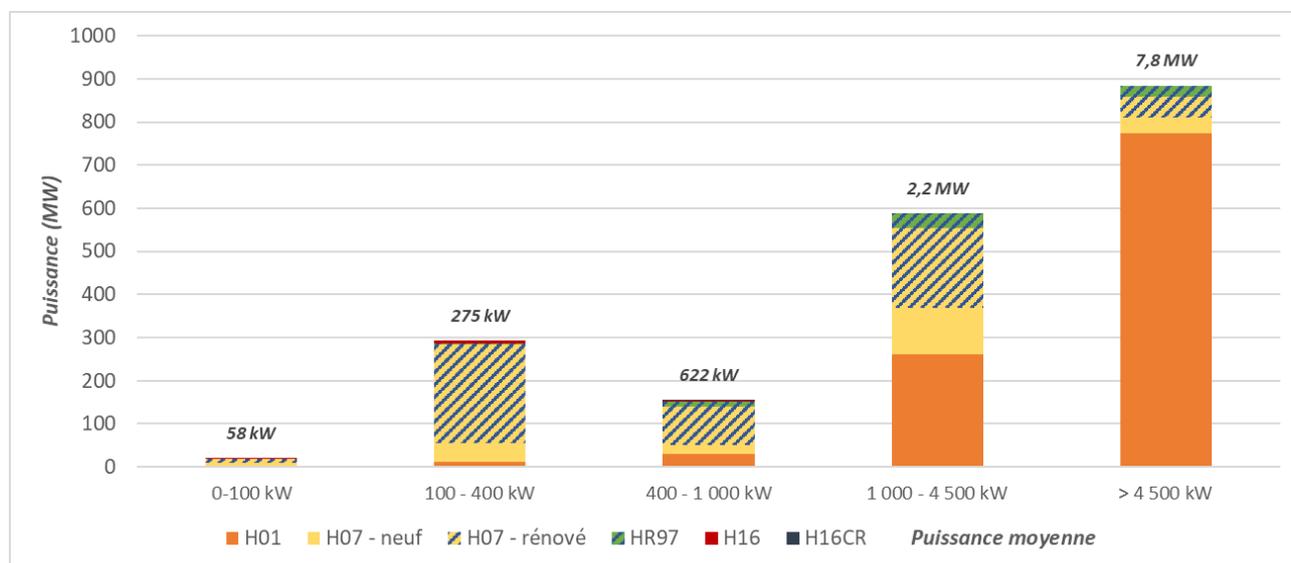


Figure 4 : répartition du parc soutenu à fin 2018 (puissance cumulée)

¹⁷ Arrêté du 7 septembre 2005 relatif à la rénovation des installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, telles que visées au 1° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

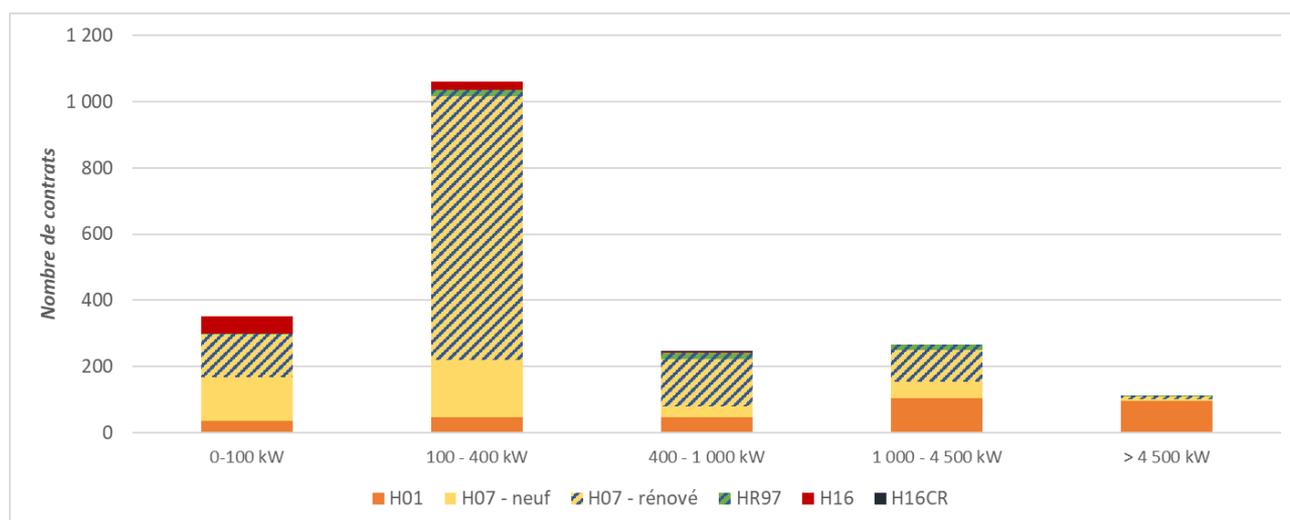


Figure 5 : répartition du parc soutenu à fin 2018 (nombre de contrats)

Les installations de puissance inférieure à 400 kW sous contrat H07 représentent 60 % des contrats de soutien référencés. Il semble en effet que les dispositions tarifaires de cet arrêté aient induit un effet de seuil important, les niveaux de soutien étant constants jusqu'à cette puissance et subissant une décote d'environ 23 % entre 400 et 500 kW (cf. 1.3.1).

1.2 Les dispositifs de soutien en vigueur

Le soutien à la petite hydroélectricité est aujourd'hui organisé au travers :

- d'un arrêté tarifaire pour les installations neuves et rénovées de puissance strictement inférieure à 1 MW ;
- d'un appel d'offres pluriannuel pour les installations neuves de puissance supérieure à 1 MW.

Depuis le lancement de l'appel d'offres toujours en cours lancé en 2017 et remplaçant son prédécesseur lancé en 2016, il n'existe plus de mécanisme de soutien aux installations rénovées de puissance supérieure à 1 MW.

1.2.1 L'arrêté tarifaire H16 pour les installations de 0 à 1 MW

Le cadre de soutien actuellement en vigueur pour les installations hydroélectriques¹⁸ d'une puissance installée strictement inférieure à 1 MW est défini par l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016¹⁹, ci-après désigné « H16 ».

Il s'agit d'un dispositif ouvrant droit à un contrat de soutien sur 20 ans :

- d'obligation d'achat (OA) pour les installations de puissance inférieure ou égale à 500 kW ;
- de complément de rémunération (CR) pour les installations de puissance strictement inférieure 1 MW.

L'arrêté prévoit un niveau de rémunération différencié selon :

- la puissance de l'installation, avec un seuil à 500 kW et un niveau constant de part et d'autre ;
- la préexistence ou non de l'installation, le niveau de soutien des rénovations dépendant du montant du programme d'investissement entrepris, devant en outre être justifié ;
- la hauteur de la chute - le seuil étant fixé à 30 mètres - ou qu'il s'agisse ou non de turbiner un débit réservé.

Le tableau ci-dessous présente le détail de la rémunération prévue par cet arrêté à sa date de publication.

¹⁸ Cette catégorie d'installation est plus précisément désignée dans le code de l'énergie comme « les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement ».

¹⁹ Arrêté du 13 décembre 2016 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

Puissance	Préexistence	Type d'installation	Tarif à 1 composante (€/MWh)	Tarif à 2 composantes ²⁰ (€/MWh)
0 - 500 kW	Nouvelles installations (OA ou CR)	Turbinage des débits minimaux	80	Été : 58 Hiver : 110
		Haute chute	120	Été : 88 Hiver : 166
		Basse chute	132	Été : 96 Hiver : 182
	Installations existantes (CR)	Haute chute	T _{min} : 52 / T _{max} : 94	
		Basse chute	T _{min} : 60 / T _{max} : 103	
500 kW - 1 MW	Nouvelles installations (CR)	Turbinage des débits minimaux	66	
		Haute chute	115	
		Basse chute	110	
	Installations existantes (CR)	Haute chute	T _{min} : 50 / T _{max} : 102	
		Basse chute	T _{min} : 49 / T _{max} : 92	

Tableau 2 : niveaux de rémunération de l'arrêté H16 au 13 décembre 2016

Le tarif auquel peut prétendre un producteur dépend de la date à laquelle il effectue sa demande complète de contrat d'achat, les niveaux initialement prévus par l'arrêté étant indexés annuellement selon l'évolution d'indices de coût horaire du travail et de prix à la production entre la date de publication et la date de la demande de contrat²¹. Afin de tenir compte de l'évolution des coûts d'exploitation en cours de contrat, le tarif fixé est ensuite indexé à hauteur de 50 % tous les ans selon l'évolution des mêmes indices²².

S'agissant du complément de rémunération, le versement est calculé par différence entre le niveau de rémunération de référence (voir Tableau 2 ci-dessus) et le prix de marché de référence, soit la moyenne annuelle des prix spot du marché de l'électricité français²³. Les installations en complément de rémunération bénéficient d'une prime de gestion de 2 €/MWh s'ajoutant à leur versement de base pendant toute la durée du contrat.

S'agissant des installations existantes, le programme d'investissement doit comporter un cumul sur une période continue de 4 ans d'au minimum 500 € par kW de puissance installée (ci-après I_{\min}). La valeur maximale prise en compte pour le calcul du tarif est fixée à 2 500 €/kW (ci-après I_{\max}), bien que l'investissement réel puisse dépasser ce seuil. Le niveau de référence (T) est alors calculé comme suit selon l'investissement (I) réalisé :

$$T = (I - I_{\min}) \times \frac{(T_{\max} - T_{\min})}{(I_{\max} - I_{\min})} + T_{\min}$$

Les seuils d'investissement I_{\min} et I_{\max} suivent la même logique d'indexation que les tarifs entre la publication de l'arrêté et la demande de contrat par le producteur.

Le régime défini ci-dessus est limité à un volume de production sur toute la durée du contrat pour toutes les installations en dehors de celles turbinant les débits minimaux. Les plafonds sont respectivement fixés à 120 000 et 100 000 heures de production pleine puissance pour les installations de basse et de haute chute. Au-delà, le tarif d'achat est fixé à 40 €/MWh pour les installations sous obligation d'achat. Les installations sous complément de rémunération en perdent le bénéfice et valorisent l'électricité produite sur le marché.

1.2.2 Installations lauréates d'un appel d'offres

Deux appels d'offres ont été lancés jusqu'à présent pour la filière de la petite hydroélectricité.

Le premier, portant sur des installations nouvelles de 36 kW à 4,5 MW, a été lancé en 2016, pour une puissance maximale recherchée de 55 MW²⁴ sur une unique période. A l'issue de celui-ci, 19 projets ont été désignés lauréats en avril 2017 pour une puissance totale de 27 MW avec un prix moyen pondéré par la puissance des installations de 112,4 €/MWh. Il convient de rappeler que cet appel d'offres, contrairement au suivant, partageait en partie le périmètre de l'arrêté H16 puisque des installations - neuves et rénovées - de moins d'1 MW y étaient éligibles.

²⁰ Uniquement dans le cadre de l'obligation d'achat

²¹ Indexation au coefficient K selon l'arrêté du 13 décembre 2016 susmentionné

²² Indexation au coefficient L selon l'arrêté du 13 décembre 2016 susmentionné

²³ Le prix de marché de référence est égal à la moyenne annuelle des prix positifs et nuls constatés sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité pour livraison le lendemain, exprimé en €/MWh.

²⁴ La puissance maximale recherchée était de 55 MW : 25 MW pour le lot 1 et 30 MW pour le lot 2. S'agissant du lot 3, l'objectif était exprimé en nombre maximal de projets recherché, et il était de 50.

Le second, toujours en cours et portant sur des installations nouvelles de 1 à 4,5 MW, a été lancé en 2017, pour une puissance maximale recherchée de 105 MW répartie sur 3 périodes. Les lauréats des deux premières périodes ont d'ores et déjà été désignés et annoncés par le ministre :

- 14 projets pour une puissance totale de 37 MW et un prix moyen de 89,6 €/MWh au titre de la 1^{ère} période ;
- 13 projets pour une puissance totale de 37 MW et un prix moyen de 87,1 €/MWh au titre de la 2^e période.

1.3 Anciens arrêtés tarifaires

1.3.1 Les principes d'application de l'arrêté H07

L'arrêté H16 est venu remplacer celui du 1^{er} mars 2007²⁵ (arrêté H07). Il s'appliquait aux installations hydroélectriques de puissance installée inférieure à 12 MW²⁶, et prévoyait une rémunération sur 20 ans composée d'un tarif de base (T), d'une prime pour les petites installations (MP) et d'une majoration de qualité rémunérant la régularité de la production en hiver (MQ).

Le tableau ci-dessous présente un aperçu du niveau de la rémunération prévue à la date de publication de l'arrêté H07 pour la France métropolitaine pour le tarif à une composante. Cet arrêté prévoyait une indexation du tarif selon la date de demande de contrat ainsi qu'une structure tarifaire à deux (hiver/été), quatre (hiver/été et heures pleines/heures creuses), et cinq (hiver/été et heures de pointe/heures pleines/heures creuses) composantes.

Tarif de base T (€/MWh)	Prime pour les petites installations MP (€/MWh)				
	0 - 400 kW	400 - 500 kW	500 - 2 500 kW	2 500 - 3 000 kW	> 3 000 kW
60,7	25	Interpolation linéaire entre 25 et 5	5	Interpolation linéaire entre 5 et 0	0

Tableau 3 : niveaux de rémunération de l'arrêté H07 au 1^{er} mars 2007 (abrogé)

La majoration de qualité (MQ) maximale était égale à 16,8 €/MWh.

En dehors des installations neuves, les installations rénovées ont également pu bénéficier de ce mécanisme. Celles-ci pouvaient en effet être considérées comme étant mises en service pour la première fois selon la définition introduite par l'arrêté du 7 septembre 2005²⁷ sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissement de rénovation d'au moins 1 000 €/kW pour les installations de puissance supérieure à 300 kW ou d'au moins 800 €/kW pour les installations de puissance inférieure à 100 kW, les valeurs intermédiaires étaient obtenues par interpolation linéaire. Ces modalités ont ensuite été précisées par l'arrêté du 14 mars 2011²⁸, introduisant notamment une indexation des montants d'investissements selon la date de demande de contrat.

1.3.2 Les principes d'application de l'arrêté H01

L'arrêté du 25 juin 2001²⁹ (H01) encadrait le soutien à la filière jusqu'à l'entrée en vigueur du H07. Tout comme ce dernier, il était applicable aux installations hydroélectriques d'une puissance inférieure à 12 MW pour des contrats d'une durée de 20 ans. Les producteurs pouvaient opter pour plusieurs structures tarifaires : à 1, 2, 4 ou 5 postes. Les tarifs intégraient également une majoration de qualité, et étaient modulés en fonction de la puissance de l'installation.

Le tableau ci-dessous présente un aperçu du niveau de la rémunération prévue à la date de publication de l'arrêté pour la France métropolitaine, à des fins de simplicité seulement pour le tarif à une composante.

Tarif de base (€/MWh)		
0 - 500 kVA	500- 600 kVA	> 600 kVA
61	Interpolation linéaire entre 61 et 54,9	54,9

Tableau 4 : niveaux de rémunération de l'arrêté H01 au 25 juin 2001 (abrogé)

²⁵ 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, telles que visées au 1° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

²⁶ Ce seuil maximum implique notamment que certaines installations en régime concessif ont pu bénéficier d'un contrat de soutien

²⁷ Arrêté du 7 septembre 2005 relatif à la rénovation des installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, telles que visées au 1° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

²⁸ Arrêté du 14 mars 2011 relatif à la rénovation des installations utilisant l'énergie hydraulique visées au 1o de l'article 2 du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000 et pris en application du décret 2001-410 du 10 mai 2001

²⁹ Arrêté du 25 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers.

1.3.3 Les principes d'application de l'arrêté HR97

L'arrêté du 10 août 2012³⁰ a permis aux installations bénéficiant d'un contrat H97, initialement prévu pour une durée de 15 ans de bénéficier d'un nouveau contrat (HR97), pour la même durée et aux mêmes conditions tarifaires d'achat sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissement répondant aux critères définis dans l'arrêté (au moins 750 €/kW pour les installations de puissance supérieure à 300 kW, et au moins 550 €/kW pour les installations de puissance inférieure à 100 kW).

1.4 Comparaison des niveaux de tarifs prévus par les différents arrêtés

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des niveaux de tarifs prévus par les différents arrêtés tarifaires s'étant succédés (hors HR97). Les niveaux présentés correspondent au tarif à 1 poste et sont donnés à titre indicatif pour une installation de 100 kW et une installation de 1 MW. Les niveaux de rémunération du H16 pour les installations renouvelées correspondent à la médiane des niveaux d'investissement prévus par l'arrêté tarifaire (cf. 1.2.1)

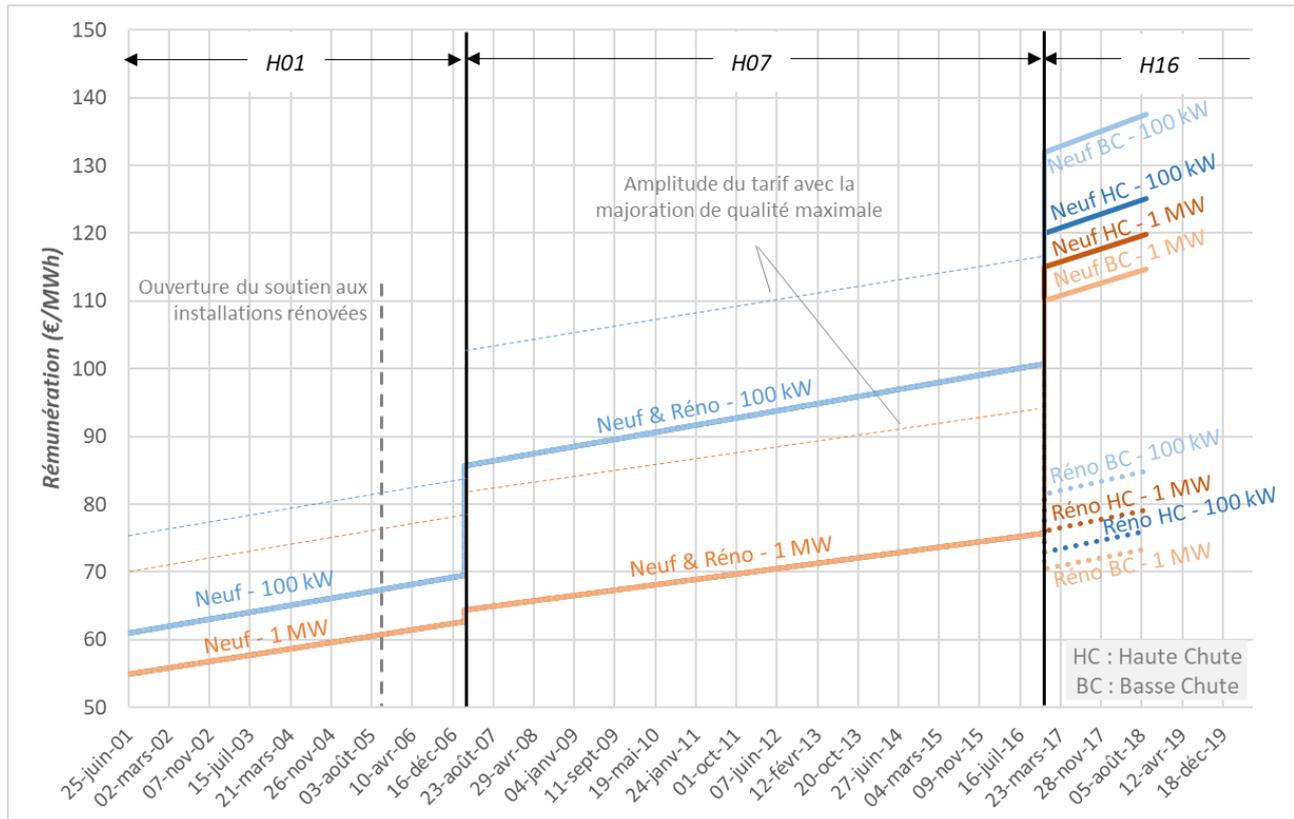


Figure 6 : comparaison des niveaux de tarifs prévus par les différents dispositifs en guichet ouvert historiques

Après une première augmentation globale des tarifs lors du passage au H07, particulièrement importante pour les petites installations, les niveaux de rémunération ont une nouvelle fois été revus à la hausse pour les installations neuves avec l'introduction du H16.

S'agissant des installations renouvelées, les niveaux ont à l'inverse été revus à la baisse. La suppression de la majoration de qualité lors du passage au H16 garantit désormais un niveau de rémunération constant (hors indexation) pour toutes les installations sur la durée de vie des contrats, indépendamment de la régularité de la chute.

³⁰ 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



2. PRINCIPES DE L'ANALYSE MENÉE PAR LA CRE

2.1 Installations auditées par la CRE

La CRE a sélectionné un panel de 94 installations choisies à partir des bases de données constituées par les déclarations annuelles des acheteurs obligés dans le cadre de la compensation de leurs charges liées à l'obligation d'achat. Compte tenu des enjeux d'analyse évoqués dans le paragraphe précédent, la CRE a souhaité constituer un panel permettant d'étudier d'une part des installations de puissance inférieure à 1 MW (nouvelle analyse sur l'arrêté H16) et, d'autre part, des installations de puissance comprise entre 1 et 4,5 MW (étude pour un dispositif de soutien aux installations rénovées dans cette gamme de puissance, hors périmètre des concessions hydrauliques³¹).

Le panel est par ailleurs constitué, d'une part, d'installations mises en service récemment et présentant des coûts d'investissement représentatifs de la filière à l'heure actuelle et, d'autre part, d'installations plus anciennes présentant un historique significatif de dépenses d'exploitation permettant d'apprécier l'évolution des coûts de fonctionnement d'une installation sur la durée de vie globale d'un contrat de soutien.

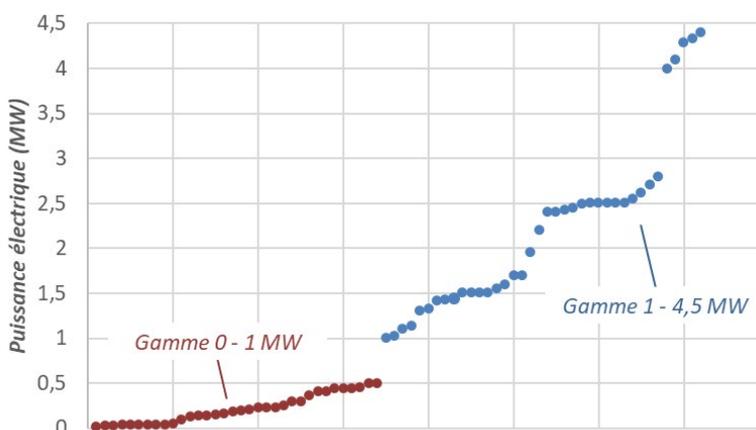
Outre ces critères de taille et d'ancienneté, les installations ont également été sélectionnées de manière à assurer la représentativité de l'échantillon en termes d'implantation géographique et de sociétés exploitantes par rapport à l'ensemble des installations en service, dans la limite des informations disponibles.

Sur les 94 installations sollicitées, 72 ont répondu et apporté des données qui ont pu être exploitées. Parmi celles-ci, 11 n'ont fourni aucun document contractuel et comptable justifiant les données déclarées. Le panel des 72 installations totalise 91 MW de puissance électrique et présente les caractéristiques suivantes :

- Gammes de puissance :
 - 34 installations sur le segment 0 - 1 MW (cumulant 7 MW)
 - 38 installations sur le segment 1 - 4,5 MW (cumulant 84 MW)
- Cadres de soutien :
 - 3 installations sous contrat HR97 (cumulant 4 MW)
 - 20 installations sous contrat H01 (cumulant 33 MW)
 - 37 installations sous contrat H07 (cumulant 52 MW)
 - 12 installations sous contrat H16 (cumulant 2 MW)
- Ancienneté de l'installation :
 - 33 installations nouvelles à la prise d'effet du contrat (cumulant 28 MW)
 - 39 installations rénovées (cumulant 63 MW)
- Hauteur de chute :
 - 49 installations de basse chute (cumulant 43 MW)
 - 23 installations de haute chute (cumulant 48 MW)

La limite entre haute et basse chute correspond à celle de l'arrêté H16, soit 30 mètres.

Le graphique ci-après présente la distribution du panel selon la puissance électrique de chacune des 72 installations faisant l'objet du contrat de soutien.



³¹ Pour rappel, toutes les installations de puissance supérieure à 4,5 MW sont incluses dans le périmètre des concessions hydrauliques.

Figure 7 : distribution du panel selon la puissance électrique soutenue des installations

Aucune des installations étudiées ne se situe dans la tranche « 500 kW - 1 MW ». Le parc soutenu comporte en effet très peu d'installations dans ce segment de puissance. Les quelques installations visées pour constituer le panel font partie de celles n'ayant pas répondu aux demandes d'information de la part de la CRE.

Le graphique suivant présente la distribution du panel selon l'année de prise d'effet du contrat de soutien.

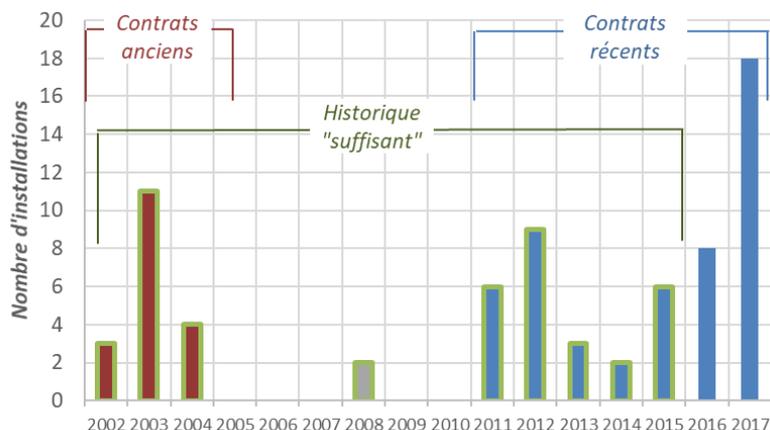


Figure 8 : distribution du panel selon l'année de prise d'effet du contrat de soutien

Dans la suite du rapport, le terme « contrat ancien » (respectivement « contrat récent ») fait référence à une installation dont le contrat de soutien en vigueur a pris effet entre 2002 et 2004 (respectivement entre 2011 et 2017). Il convient de distinguer cette notion de celle d'installation « neuve » ou « rénovée ». Ainsi, un contrat récent peut selon le cas correspondre à une installation mise en service pour la première fois à la date de prise d'effet du contrat ou à une installation rénovée.

Selon le paramètre étudié, le panel a parfois été restreint à certaines installations pour les besoins de l'analyse. Les niveaux d'investissement sont ainsi étudiés sur les contrats récents, considérant que les niveaux déclarés pour les contrats anciens correspondent à un contexte économique trop éloigné de la situation actuelle. Pour les dépenses d'exploitation, les niveaux présentés correspondent aux moyennes sur les trois dernières années de fonctionnement et excluent les installations ayant un historique insuffisant (effet du contrat en 2016 ou 2017).

2.2 Hypothèses technico-économiques de retraitement des données collectées

La CRE a demandé à l'ensemble des déclarants de compléter un fichier au format tableur comprenant d'une part des informations générales sur l'installation de production et le contrat de soutien dont elle bénéficie et, d'autre part, un plan d'affaires visant à détailler les coûts d'investissement et d'exploitation ainsi que les recettes liées à la vente de l'électricité produite. Le fichier transmis prévoyait une déclaration jusqu'à 10 ans au-delà du contrat de soutien. Quelle que soit l'ancienneté de l'installation, la déclaration comportait une part de prévisionnel en complément des données historiques observées.

La qualité des déclarations s'est révélée très variable et a nécessité de nombreux échanges avec les déclarants afin d'obtenir des données exploitables pour l'analyse finale. Dans un souci d'homogénéité, la CRE a par ailleurs procédé à différents retraitements des données déclarées pour mener les analyses présentées ci-après :

- L'ensemble des plans d'affaires pour lesquels des données de coûts et recettes prévisionnels n'ont été que partiellement renseignées ont été complétés sur 30 ans selon la méthodologie suivante :
 - La CRE a demandé à chacun des déclarants si des charges de gros entretien ou de renouvellement de matériel, qu'ils n'avaient pas encore indiquées, apparaissaient nécessaires dans le futur pour envisager une exploitation jusqu'à la trentième année. Le cas échéant, ces dépenses ont été intégrées au plan d'affaires *a posteriori*.
 - Le productible annuel de l'installation a été complété jusqu'à la trentième année sur la base de la moyenne observée sur les années disponibles.
 - Le tarif d'achat de l'énergie produite a été prolongé sur la base du dernier niveau observé indexé annuellement au coefficient L de l'arrêté idoïne.
 - Le niveau des dépenses d'exploitation a été prolongé sur la base de la moyenne des trois dernières années observées lorsque celles-ci étaient suffisamment représentatives. Un coefficient d'inflation linéaire a par ailleurs été appliqué pour les charges d'exploitation et de maintenance. L'ensemble des autres charges fiscales est supposé constant.

30 janvier 2020

- Dans le cas où le déclarant avait renseigné des données de dépenses d'exploitation pour les années futures selon une hypothèse linéaire d'augmentation annuelle propre, la CRE a procédé à un retraitement afin d'uniformiser à l'hypothèse centrale d'inflation fixée à 1 % par an.

3. ANALYSES GÉNÉRALES

Les résultats présentés ci-après sont fondés sur les données déclarées disponibles, y compris les valeurs qui apparaissent comme extrêmes ou non justifiées par les documents complémentaires fournis. Dans la suite du rapport (section 4), la détermination de niveaux de référence a néanmoins conduit à écarter du panel de telles valeurs, en considérant qu'il s'agissait de cas particuliers ou exceptionnels.

3.1 Coûts d'investissement

Les données présentées dans ce paragraphe (hors 3.1.2) ont été établies à partir de l'échantillon des 70 installations ayant déclaré leurs coûts d'investissements. Toutes les valeurs affichées sont ramenées à l'euro 2018 (€₂₀₁₈) en corrigeant les montants déclarés de l'inflation observée entre l'année précédant l'année de prise d'effet du contrat et l'année 2018³².

3.1.1 Niveaux d'investissement

3.1.1.1 Répartition pour les installations neuves

Le graphique ci-dessous présente les coûts d'investissement de 33 installations neuves, en fonction de la puissance installée et selon la hauteur de chute. Ces montants correspondent aux investissements initiaux et n'incluent pas les montants déclarés comme investissements en cours d'exploitation (gros entretien et renouvellement d'équipements, traités au paragraphe 3.2).

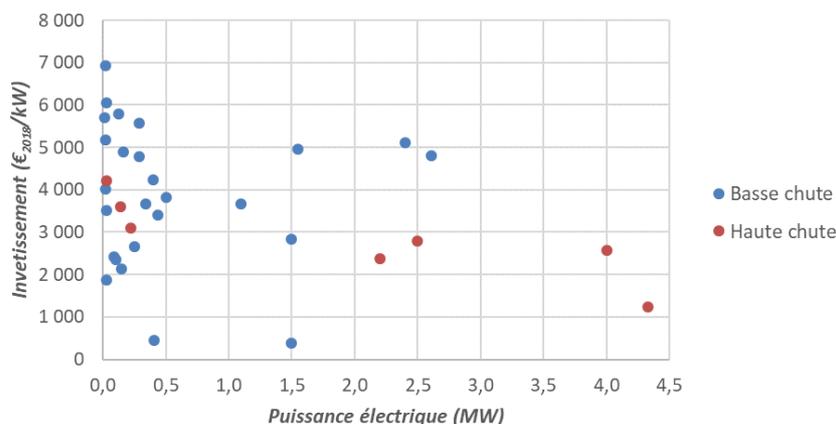


Figure 9 : niveaux d'investissement des installations neuves du panel en fonction de la puissance électrique installée et selon la hauteur de chute

Les coûts d'investissement renseignés par les déclarants sont variables, même à puissance comparable. Certains paramètres indépendants de la taille de l'installation peuvent fortement influencer sur les coûts d'investissement, notamment les contraintes d'implantation propres au site (topographie, géologie, nature de la ressource) ou encore les exigences environnementales (études, relevés) fixées par les autorités locales compétentes.

Si un effet d'échelle sur les coûts d'investissements pour les installations de haute chute est observé, il est moins marqué pour les installations de basse chute. Pour 75 % des installations, l'investissement se situe entre 2 100 et 5 600 €/kW.

La plupart des investissements sont en pratique étalés sur plusieurs années avant la prise d'effet du contrat. 11 déclarants n'ont pas renseigné leur chronique de décaissement, le reste du panel a déclaré avoir commencé ses investissements jusqu'à 8 ans avant l'année de prise d'effet du contrat.

Les niveaux d'investissement sont en moyenne plus élevés sur les installations de basse chute, bien que la comparaison soit moins évidente pour les petites installations-. Sur le segment « 1 - 4,5 MW », le surcoût moyen est de 119 %. A puissance électrique équivalente, une installation de basse chute turbine des débits bien plus importants, ce qui implique notamment des ouvrages d'amenée plus grands et un seuil plus large. Une installation de basse chute est également susceptible d'être davantage équipée de dispositifs environnementaux comme des passes à poissons, engendrant alors d'importants surcoûts.

3.1.1.2 Répartition selon la préexistence des ouvrages

Le graphique ci-après montre la répartition des investissements de l'ensemble des installations neuves et rénovées, cette fois-ci en fonction de la préexistence des ouvrages. Les installations neuves sur sites vierges (12 installations)

³² Pour simplifier, on considère ici que l'intégralité des investissements de réalisation (ou de rénovation) sont réalisés l'année précédant celle de la prise d'effet du contrat.

sont comparées d'une part aux installations neuves sur seuils existants (21 installations) et, d'autre part, aux installations rénovées (37 installations)³³.

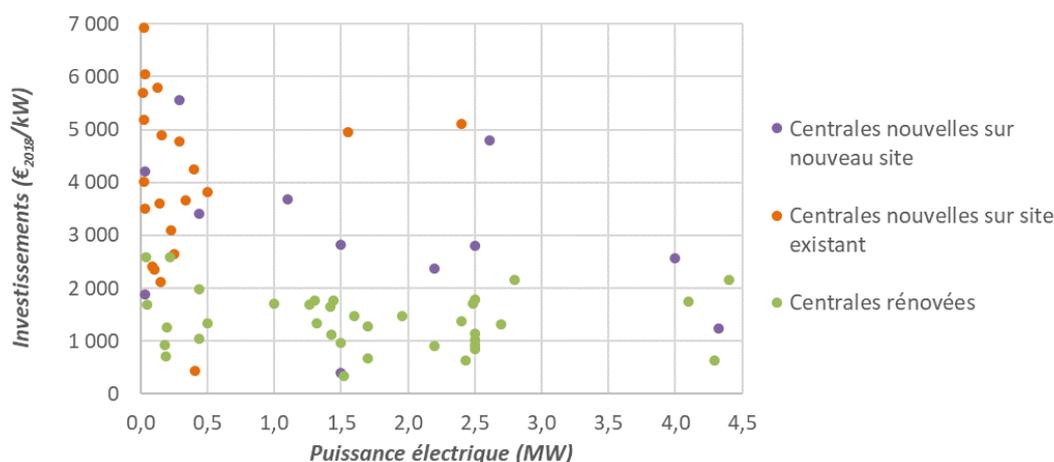


Figure 10 : niveaux d'investissement selon la préexistence des ouvrages

Les dépenses de rénovation, globalement situées dans la fourchette prévue par l'arrêté H16 (entre 500 et 2 500 €/kW, cf. 1.2.1), sont logiquement inférieures en moyenne à celles des installations neuves, quelle que soit la taille de l'installation. En revanche, il n'y a pas d'impact évident de la préexistence du seuil sur les coûts d'investissements totaux pour les installations neuves. Si les installations sur nouveaux sites ont tendance à présenter des coûts de génie civil plus importants liés à la construction du seuil, cette économie pour les installations équipant des sites existants semble contrebalancée par des dépenses plus importantes sur les équipements hydromécaniques.

3.1.2 Evolution historique

Le graphique ci-dessous présente les niveaux moyens d'investissement pour les 33 installations neuves du panel ainsi que pour 37 installations rénovées³⁴, en fonction de l'année au cours de laquelle a débuté leur contrat de soutien.

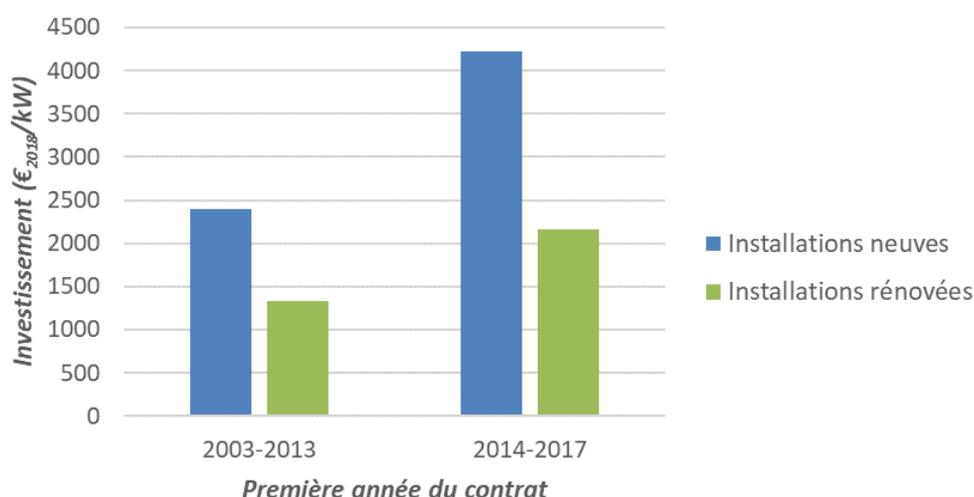


Figure 11 : évolution des niveaux d'investissements en fonction de la date de début du contrat de soutien

Les données étudiées mettent en évidence une augmentation importante des investissements réalisés pour les installations mises en service à partir de 2014 (+73 % en neuf et +58 % en rénovation en moyenne), en particulier sur les dépenses liées aux équipements hydromécaniques, celles-ci ayant notamment triplé pour les installations neuves et doublé pour les installations rénovées. Le renforcement des contraintes environnementales au cours des

³³ Pour les installations rénovées, les coûts d'investissements n'intègrent pas les éventuels coûts de rachat de la centrale

³⁴ Sur les 39 installations rénovées du panel, deux déclarants n'ont pas renseigné leurs coûts d'investissements

dernières années, pouvant selon les sites et les cours d'eau imposer la mise en place d'équipements pour la continuité écologique (turbines et prises d'eau ichtyocompatibles³⁵, dégrilleurs plus fins, etc.), peut expliquer cette augmentation.

Cadre législatif et réglementaire sur la protection des cours d'eau

L'article L.214-17 du code de l'environnement, introduit par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques de décembre 2006³⁶ a réformé le classement des cours d'eau. Ceux-ci sont répartis en deux listes :

- la « liste 1 », visant la **non-dégradation** de la continuité écologique, pour les cours d'eau sur lesquels aucune autorisation ou concession ne peut être accordée pour la construction de nouveaux ouvrages s'ils y constituent un obstacle ;
- la « liste 2 », visant la **restauration** de la continuité écologique, pour les cours d'eau sur lesquels il est nécessaire d'assurer le transport suffisant des sédiments et la circulation des poissons migrateurs, l'installation préexistante devant, le cas échéant, être mise en conformité dans un délai de 5 ans à compter de la publication des listes par l'autorité compétente.

NB : Les obligations et interdictions générées par ce classement ont été précisées par une circulaire du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie le 18 janvier 2013³⁷. Le Conseil d'Etat a par la suite partiellement annulé cette circulaire, par une décision en date du 11 décembre 2015.

Les arrêtés de classement des cours d'eau établis pour chaque bassin hydrographique du territoire métropolitain continental par les préfets coordonnateurs de bassin ont été publiés entre 2012 et 2013.

Le nouveau classement des cours d'eau a notamment conduit à la mise en place de nombreuses passes à poissons – celles-ci équipent 36 des 72 installations du panel – permettant la circulation des poissons migrateurs à la montaison. Leur mise en place, qui s'impose aux producteurs, est réalisée soit lors de la construction de nouvelles centrales sur des cours d'eau classés en liste 1, soit en cours d'exploitation pour des installations implantées sur des cours d'eau ayant par la suite été classés en liste 2 afin de les mettre en conformité. De tels dispositifs ont un effet sur la rentabilité des projets dans la mesure où ils (1) induisent un surcoût d'investissement (ou de rénovation) important, (2) affectent le productible de l'installation en isolant une partie du débit et (3) augmentent l'assiette de la taxe foncière applicable.

3.1.3 Décomposition

La CRE a demandé aux déclarants de présenter les investissements initiaux ou de rénovation réalisés dans le cadre de leur contrat d'achat en respectant une répartition par poste. Certains déclarants n'ayant pas été en mesure de dissocier une partie de leurs dépenses d'investissements, des regroupements ont été effectués pour les besoins de l'analyse. La décomposition retenue est la suivante : (i) Développement, études environnementales et autorisations, (ii) Génie civil & maîtrise d'œuvre, (iii) Equipements hydromécaniques, (iv) Equipements électriques, (v) Raccordement et (vi) Autres postes.

Le graphique ci-dessous montre la décomposition moyenne de l'investissement suivant les différents postes précédemment décrits pour les 28 installations neuves du panel mises en services récemment, selon leur hauteur de chute, ainsi que les 25 installations rénovées dont le contrat de soutien est récent.

³⁵ Il s'agit d'équipements permettant de préserver le passage des espèces telles que les poissons migrateurs, en particulier à la dévalaison.

³⁶ Loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 - art. 6 JORF 31 décembre 2006

³⁷ Circulaire du 18 janvier 2013 relative à l'application des classements de cours d'eau en vue de leur préservation ou de la restauration de la continuité écologique - Article L.214-17 du code de l'environnement - Liste 1 et liste 2

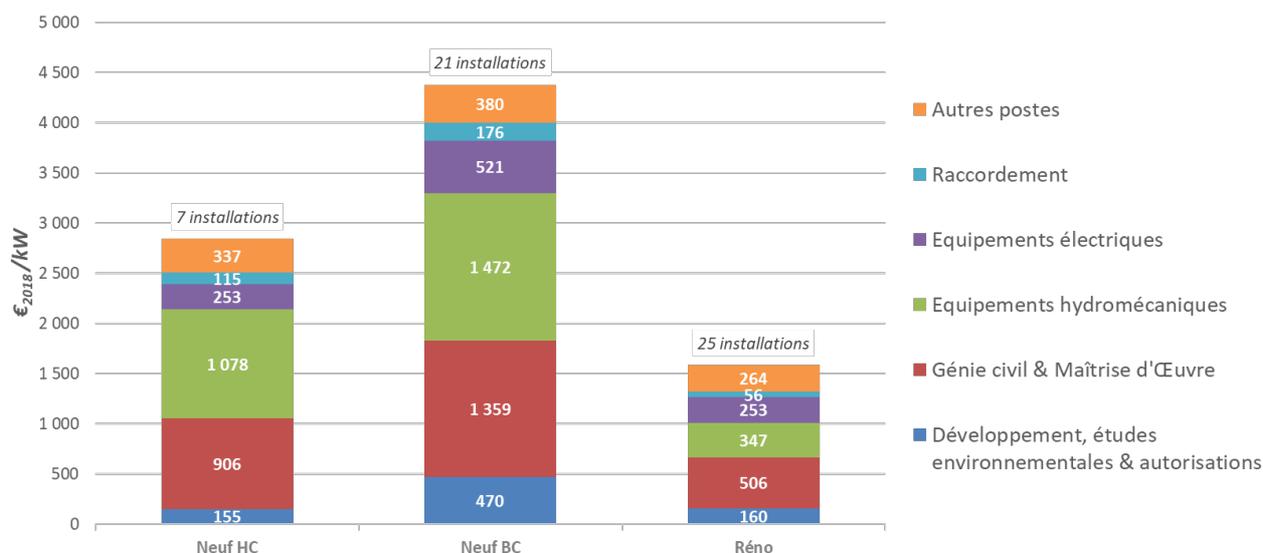


Figure 12 : répartition moyenne de l'investissement pour l'ensemble des installations récentes

Si la différence globale observée précédemment entre les installations de haute chute (HC) et celles de basse chute (BC) s'explique structurellement (cf. 3.1.1.1 et voir ci-dessous), celle-ci est également partiellement liée à l'effet d'échelle, les installations de basse chute étant particulièrement représentées au sein du segment « 0 - 500 kW ».

Pour les installations neuves, indépendamment de la hauteur de chute, l'achat et la mise en place des équipements hydromécaniques ainsi que le génie civil représentent 65 % de l'investissement total, avec toutefois une répartition différente selon la typologie d'installation.

Le poste « génie civil et maîtrise d'œuvre » représente 30 à 35 % de l'investissement initial pour les installations neuves. Le surcoût observé pour les installations de basse chute s'explique en partie par des débits plus importants qu'en haute chute – et donc notamment des sections de cours d'eau plus grandes, les seuils à construire ou à remettre en état étant généralement plus larges. Ce poste est en moyenne plus important pour les installations sur sites vierges (45 %), pour lesquelles la construction d'un seuil est nécessaire, que pour celles équipant des seuils existants (27 %).

Le poste « équipements hydromécaniques » occupe une part équivalente dans l'investissement initial pour les installations neuves, soit en moyenne 32 %. On observe également un écart important sur ce poste selon la hauteur de chute. Ce surcoût peut, à l'instar du génie civil, être lié à la largeur des cours d'eau turbinés, impliquant la mise en place de dispositifs de dégrillage³⁸ pour une utilisation plus intensive qu'en haute chute.

La répartition est assez similaire pour les installations rénovées, bien que les deux postes principaux (équipements hydromécaniques et génie civil) soient un peu moins prépondérants que pour les installations neuves, avec 46 % des investissements totaux en moyenne. La part relative plus importante du poste « équipements électriques » (22 % de l'investissement total contre 13 % pour les installations neuves) peut s'expliquer par une évolution plus rapide de la technologie sur ces segments, en comparaison notamment avec la partie mécanique, et donc une nécessité de remplacer plus rapidement les équipements.

3.2 Coûts de gros entretien-renouvellement (GER)

Il a été fait le choix de distinguer des dépenses d'exploitation courantes (traitées dans le paragraphe suivant) les coûts de gros entretien ou de renouvellement (GER) pouvant intervenir sporadiquement tout au long de la vie de l'installation. Ces dépenses ont pu être renseignées au poste GER dédié dans la partie « charges d'exploitation » ou à la ligne « flux d'investissement en cours d'exploitation » par les déclarants.

Ces dépenses correspondent à d'importants travaux pouvant être liés à des besoins de remplacement d'équipements, de réparation du génie civil - pour des raisons d'usure ou d'incidents - ou encore à la mise en place de dispositifs environnementaux dans le cadre d'une mise en conformité en cours de contrat (cf. 3.1.2).

La CRE a demandé à l'ensemble des déclarants de préciser si des dépenses de GER avaient déjà été effectuées et/ou étaient envisagées dans le futur, et ce pour un fonctionnement normal de la centrale pendant 30 ans à compter du début du contrat de soutien. Les chroniques de dépenses récoltées sont présentées dans les paragraphes suivants.

³⁸ Le dégrillage vise à piéger les matières solides plus ou moins volumineuses en amont afin de permettre leur extraction et éviter leur entraînement vers les vannes, pales de turbine, membranes de filtration ou autres mécanismes vulnérables.

3.2.1 Chroniques de dépenses pour les installations neuves

Sur les 33 installations neuves à la prise d'effet du contrat du panel :

- 25 déclarants ont détaillé leur chronique historique et/ou prospective de dépenses de GER ;
- parmi eux, 10 n'ont pas suffisamment justifié leur chronique et ont été exclus de l'étude.

Les 15 chroniques retenues sont présentées dans le graphique ci-dessous pour les 20 premières années du contrat de soutien. Une chronique « moyenne » a par ailleurs été calculée (en rouge sur le graphique) sur la base des dépenses effectivement réalisées et en excluant les dépenses prospectives³⁹. Les dépenses sont présentées en pourcentage de l'investissement initial.

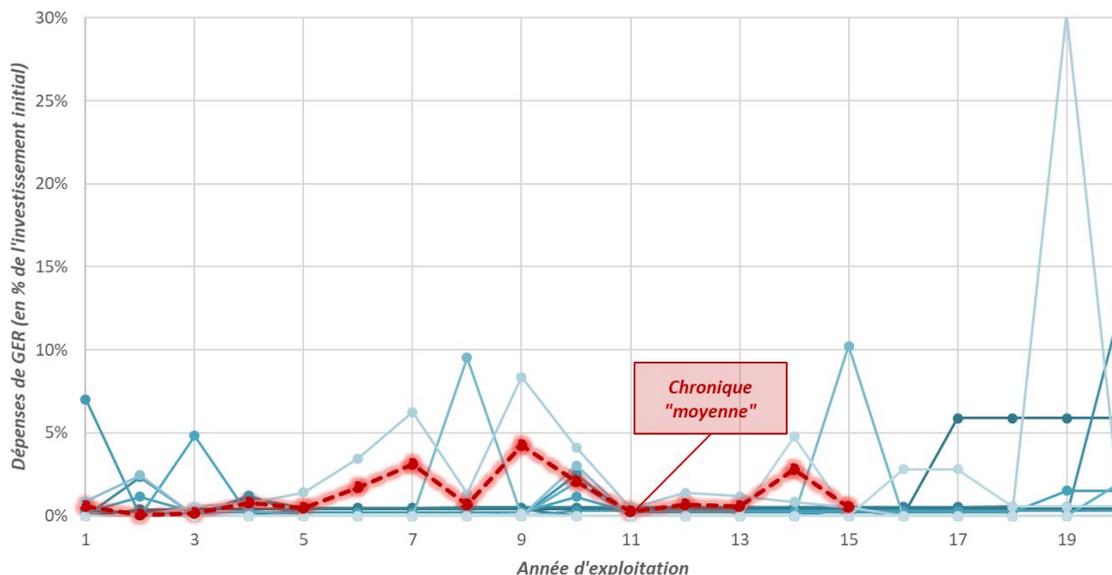


Figure 13 : chroniques de dépenses de GER pour 15 installations neuves du panel

Il semble difficile d'établir une chronique de dépenses types tant les profils présentés sont variables, aussi bien en termes d'amplitude que de fréquence. Les dépenses de GER peuvent en effet être induites par des événements propres à chaque centrale comme des incidents ou encore l'introduction ou le renforcement de contraintes environnementales (mise en conformité). Elles sont également liées à la rapidité d'usure des équipements, dépendant directement des caractéristiques du site (qualité de l'eau par exemple). On observe cependant quelques tendances générales, et notamment que :

- la majorité des exploitants n'effectuent ou ne prévoient pas de dépenses de GER avant la 6^{ème} année de fonctionnement de l'installation ;
- la plupart des exploitants effectuent ou prévoient une ou plusieurs dépenses entre la 6^{ème} et la 10^{ème} année de fonctionnement, à hauteur d'en moyenne 4 % de l'investissement initial en cumulé sur ces 5 années ;
- la plupart des exploitants effectuent ou prévoient une ou plusieurs dépenses entre la 11^{ème} et la 15^{ème} année de fonctionnement, à hauteur d'en moyenne 2 % de l'investissement initial en cumulé sur ces 5 années ;
- entre les années 15 et 20, certains exploitants prévoient des dépenses de GER relativement importantes, pouvant aller jusqu'à 30 % de l'investissement initial (il s'agit ici exclusivement de dépenses anticipées et non réalisées). Il est en outre difficile d'anticiper dans quelle mesure ces GER sont assimilables aux investissements qui pourraient être couverts par le soutien dont disposera l'installation sur une nouvelle tranche de 20 ans.

3.2.2 Chroniques de dépenses pour les installations rénovées

Sur les 39 installations rénovées du panel :

- 31 déclarants ont détaillé leur chronique historique et/ou prospective de dépenses de GER ;
- parmi eux, 13 n'ont pas suffisamment justifié leur chronique et ont été exclus de l'étude.

Comme précédemment, les 18 chroniques retenues sont présentées dans le graphique ci-dessous.

³⁹ Le contrat le plus ancien du panel des installations neuves présente 15 ans d'historique.

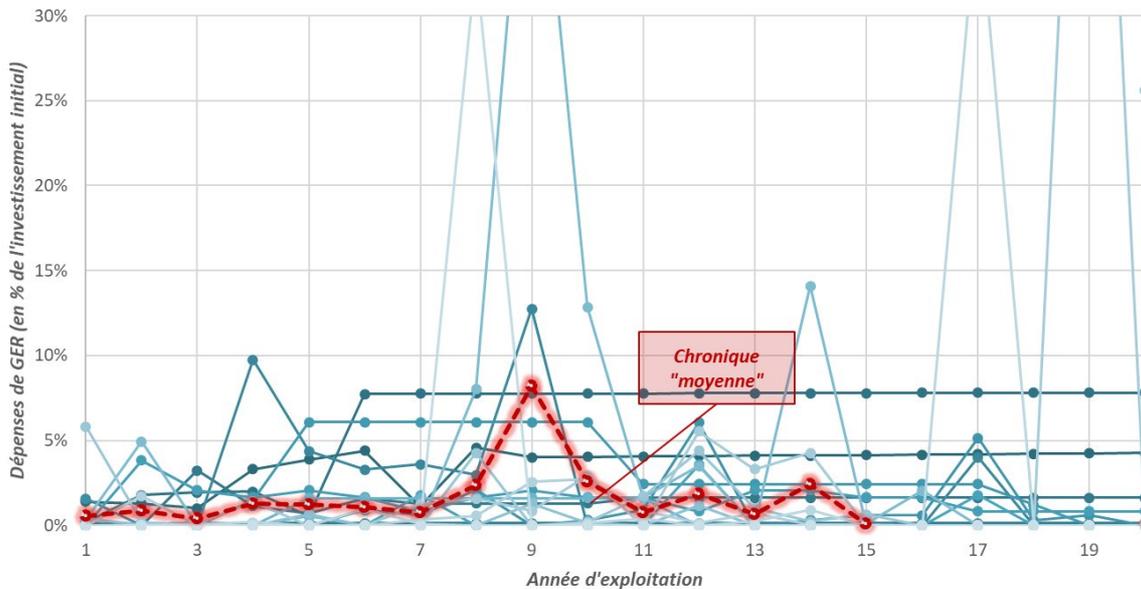


Figure 14 : chroniques de dépenses de GER pour 21 installations rénovées du panel

La diversité des profils est encore plus importante que pour les installations neuves. Les dépenses semblent cependant plus fréquentes et plus importantes au regard de l’investissement de rénovation (jusqu’à 70 % de celui-ci). On peut par ailleurs noter que :

- plusieurs exploitants prévoient des dépenses importantes de GER entre la 6^{ème} et la 10^{ème} année du contrat, à hauteur d’en moyenne 14 % de l’investissement initial en cumulé sur ces 5 années;
- plusieurs exploitants prévoient des dépenses importantes de GER entre la 11^{ème} et la 15^{ème} année du contrat, à hauteur d’en moyenne 8 % de l’investissement initial en cumulé sur ces 5 années;
- les pics en fin de contrat sont plus rares, bien que certains prévoient des dépenses de GER très importantes au-delà de la 15^{ème} année.

3.3 Coûts de fonctionnement

Les données présentées sont issues d’un échantillon de 41 installations du panel, neuves et rénovées, pour lesquelles au moins 3 années d’exploitation ont pu être observées. Les données affichées correspondent à la moyenne des coûts déclarés sur les années 2015 à 2017 ramenés individuellement à l’euro 2018.

3.3.1 Niveaux des coûts de fonctionnement

Les graphiques ci-dessous présentent la répartition des charges d’exploitation ainsi que des charges fiscales pour les 41 installations analysées, en €/MWh⁴⁰, en fonction de leur production annuelle moyenne.

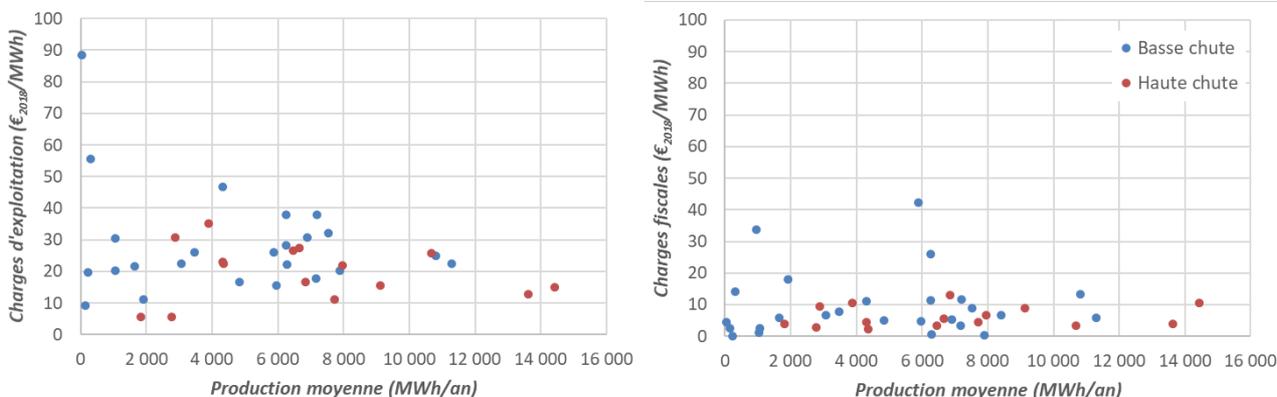


Figure 15 : répartition des coûts de fonctionnement des installations du panel en fonction de la production annuelle moyenne⁴¹

⁴⁰ Les ratios sont obtenus en divisant le montant déclaré en euros pour les 3 dernières années observées par la production annuelle moyenne de la centrale

⁴¹ Deux valeurs de charges d’exploitation, de respectivement 116 €/MWh et 390 €/MWh n’apparaissent pas sur le graphique de gauche



Pour les installations les plus petites, la maintenance est souvent réalisée directement par le propriétaire exploitant, le coût associé n'est pas facturé et, dans la plupart des cas, il n'a pas fait l'objet d'une déclaration. Parmi les installations du panel, 10 déclarants ont indiqué se trouver dans cette situation, pour des installations de moins de 500 kW. Pour ces 10 centrales, le surcoût moyen lié à la prise en compte de la main d'œuvre d'après les données déclarées et selon une hypothèse normative de coût horaire du travail est estimé par la CRE à 25 €/MWh.

Un tel surcoût influe significativement la rentabilité des projets. Il convient de s'interroger sur la pertinence d'un soutien dimensionné sur la base de ces coûts de fonctionnement élevés, s'agissant au surplus d'installations présentant des productions annuelles relativement faibles.

Les graphiques ci-dessous présentent également la répartition des charges d'exploitation ainsi que des charges fiscales, cette fois-ci rapportées à la puissance électrique des installations.

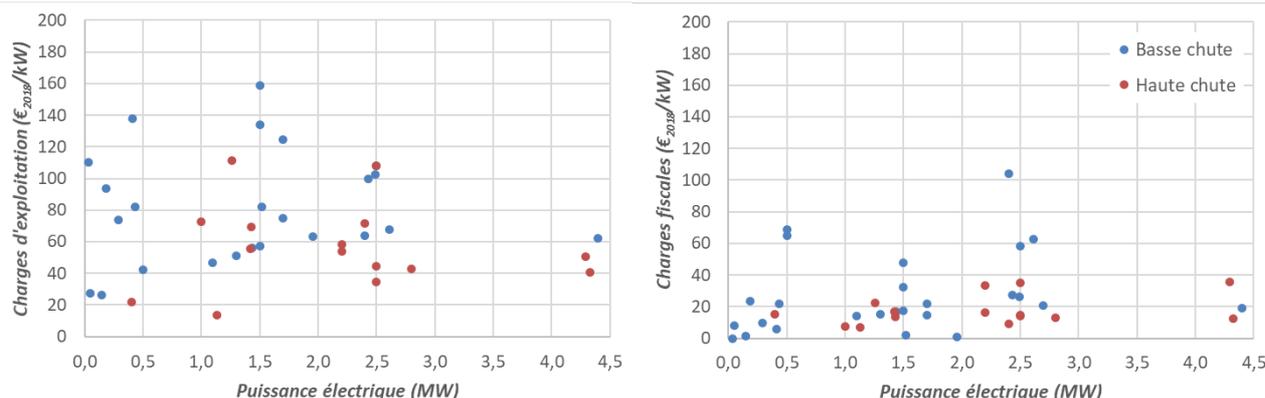


Figure 16 : niveaux des coûts de fonctionnement des installations du panel en fonction de la puissance électrique installée⁴²

Les coûts de fonctionnement annuels semblent relativement invariables avec la taille des installations. Pour 75 % des installations, les valeurs se situent :

- pour les dépenses d'exploitation, entre 40 et 130 €/kW ;
- pour les charges fiscales, entre 10 et 50 €/kW.

Comme les coûts d'investissements, un grand nombre de facteurs influence les dépenses d'exploitation : l'usure du matériel hydromécanique est ainsi directement liée à la qualité de l'eau turbinée (présence plus ou moins importante de sédiments). Le coût de la main d'œuvre dépend notamment de la facilité d'accès au site. Il est également lié au mode de gestion de la centrale, la maintenance pouvant être mutualisée avec celle d'autres sites proches ou encore déléguée pour une partie des opérations à une ou plusieurs sociétés tierces.

A puissance équivalente, les débits turbinés plus importants des installations de basse chute, entraînant une usure plus rapide des ouvrages hydromécaniques et donc des interventions plus fréquentes⁴³, peuvent expliquer le surcoût observé sur les dépenses d'exploitation par rapport aux installations de haute chute. S'agissant de la fiscalité, le surcoût (moins important) peut s'expliquer par l'emprise foncière généralement plus grande des installations en basse chute et donc une taxe foncière en moyenne plus élevée.

3.3.2 Décomposition

La CRE a demandé aux déclarants de renseigner, sur 30 ans de fonctionnement de la centrale (soit jusqu'à 10 ans au-delà du contrat de soutien), les coûts de fonctionnement année par année, en distinguant d'une part les charges d'exploitation et de maintenance et d'autre part les charges fiscales. Comme pour les coûts d'investissements (cf. 3.1.3), certains postes ont été regroupés pour les besoins de l'analyse. La décomposition retenue est la suivante :

- Pour les charges d'exploitation, (i) Exploitation et maintenance courante, dont main d'œuvre et consommables (*dégrillage, nettoyage, surveillance*), (ii) Assurances, (iii) Charges de location, (iv) Frais de gestion (*administration, comptabilité*), (v) Frais exceptionnels & autres charges (*catastrophes naturelles, procès...*).
- Pour les charges fiscales : (i) IFER (*imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux*), (ii) Taxes d'entreprise (*CFE⁴⁴, CVAE⁴⁵, C3S⁴⁶*), (iii) Taxe foncière, (iv) Agence de l'eau, (v) Redevance, (vi) Autres.

⁴² Deux valeurs de charges d'exploitation, de respectivement 362 €/kW et 745 €/kW n'apparaissent pas sur le graphique de gauche

⁴³ Mais aussi la plus grande exposition des installations de basse chute à la gestion de feuilles ou obstacles de grande taille.

⁴⁴ Cotisation foncière des entreprises

⁴⁵ Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises

⁴⁶ Contribution sociale de solidarité des sociétés

Le graphique ci-dessous présente la décomposition moyenne des coûts de fonctionnement (charges d'exploitation en bleu et charges fiscales en orange), suivant les différents postes décrits ci-dessus, pour les 15 installations de haute chute et les 26 installations de basse chute du panel pour lesquelles au moins 3 années d'exploitation ont pu être observées.

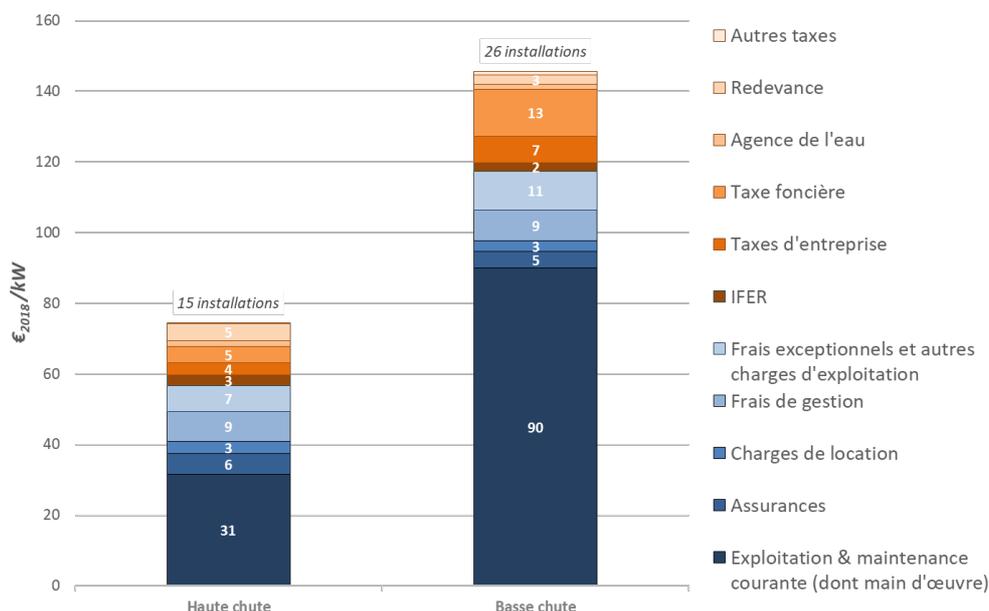


Figure 17 : répartition moyenne des coûts de fonctionnement des installations du panel présentant un historique d'au moins 3 ans

Les opérations de maintenance courante représentent en moyenne plus des deux tiers des coûts de fonctionnement annuels d'une installation, avec un surcoût très prononcé pour les installations de basse chute pouvant en partie s'expliquer par une usure plus rapide des équipements hydromécaniques (voir paragraphe précédent). On remarque par ailleurs que la part des frais exceptionnels avoisine les 10 %. L'hydroélectricité est par nature très sujette aux aléas naturels (hydraulicité, sédiments, etc.) pouvant engendrer ponctuellement des coûts supplémentaires, par nature imprévisibles, sur une année. Ces dépenses sont à rapprocher de coûts d'assurance, représentant en moyenne 6 % des dépenses annuelles de fonctionnement.

S'agissant de la fiscalité, la taxe foncière représente en moyenne 7 % du total des coûts de fonctionnement annuels. Celle-ci s'appuie notamment sur les constructions bétonnées, par nature imposantes en hydroélectricité (seuils, passes à poissons, bâtiments protégeant les machines électrogènes), ce qui explique notamment le surcoût observé pour les installations de basse chute, dont l'emprise foncière est souvent plus importante (cf. 3.1.1.1). La redevance⁴⁷, contrepartie financière due par tout exploitant d'une installation hydroélectrique, représente quant à elle en moyenne 4 % des dépenses annuelles de fonctionnement. Elle est assise sur le volume d'eau turbiné à l'année ainsi que la hauteur de chute exploitée et vise à inciter les gestionnaires d'ouvrage à limiter la modification du régime naturel des cours d'eau.

3.4 Facteurs de charge

Le graphique suivant présente la répartition des installations selon leur facteur de charge moyen, leur puissance et leur hauteur de chute. Les données sont exprimées en heures de fonctionnement à équivalent pleine puissance par an. Chaque valeur correspond à la moyenne de l'ensemble des facteurs de charges historiques déclarés pour l'installation.

L'échantillon utilisé comprend les 41 installations présentant 3 années d'exploitation.

⁴⁷ Cette contrepartie est prévue par les articles L213-10-9 et R213-48-14 du code de l'environnement



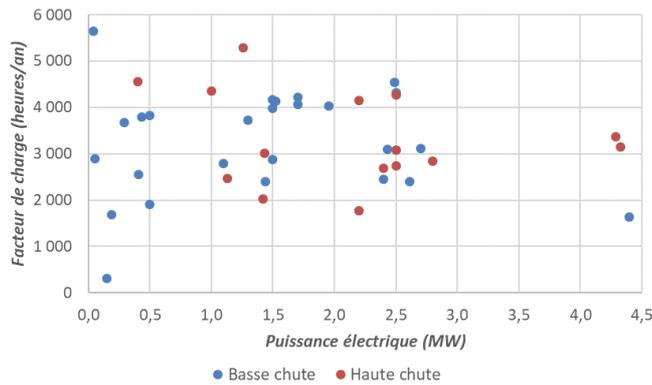


Figure 18 : facteurs de charge des installations en fonction de la puissance électrique et de la hauteur de chute

En théorie, les installations de haute chute sont en règle générale légèrement surdimensionnées afin de capter des débits très importants sur une période restreinte de l'année (fonte des neiges), induisant ainsi des facteurs de charge en moyenne plus faibles. A l'inverse, les installations de basse chute sont généralement plutôt sous-dimensionnées par rapport au débit moyen du cours d'eau, pour un fonctionnement plus fréquent. Bien que la dispersion des données au sein du panel ne permette pas d'observer cet effet structurel de façon évidente, on observe néanmoins que pour 75 % des installations, les valeurs se situent :

- pour les installations de haute chute, entre 2 000 et 4 300 heures/an, et en moyenne à 3 070 heures/an ;
- pour les installations de basse chute, entre 2 400 et 4 300 heures/an, et en moyenne à 3 400 heures/an.

Pour un même site, le facteur de charge peut varier fortement d'une année sur l'autre en fonction de l'hydraulicité, influencée par les pluies, les températures, la fonte des neiges, etc. Le graphique ci-dessous illustre les conséquences d'une variation de ces paramètres au cours du temps. Il présente les plages de variation des productibles de plus de 800 installations hydrauliques référencées dans la base obligation d'achat de la CRE entre 2016 et 2018, par rapport aux productibles observés sur l'année 2015 (chaque barre représente une installation).

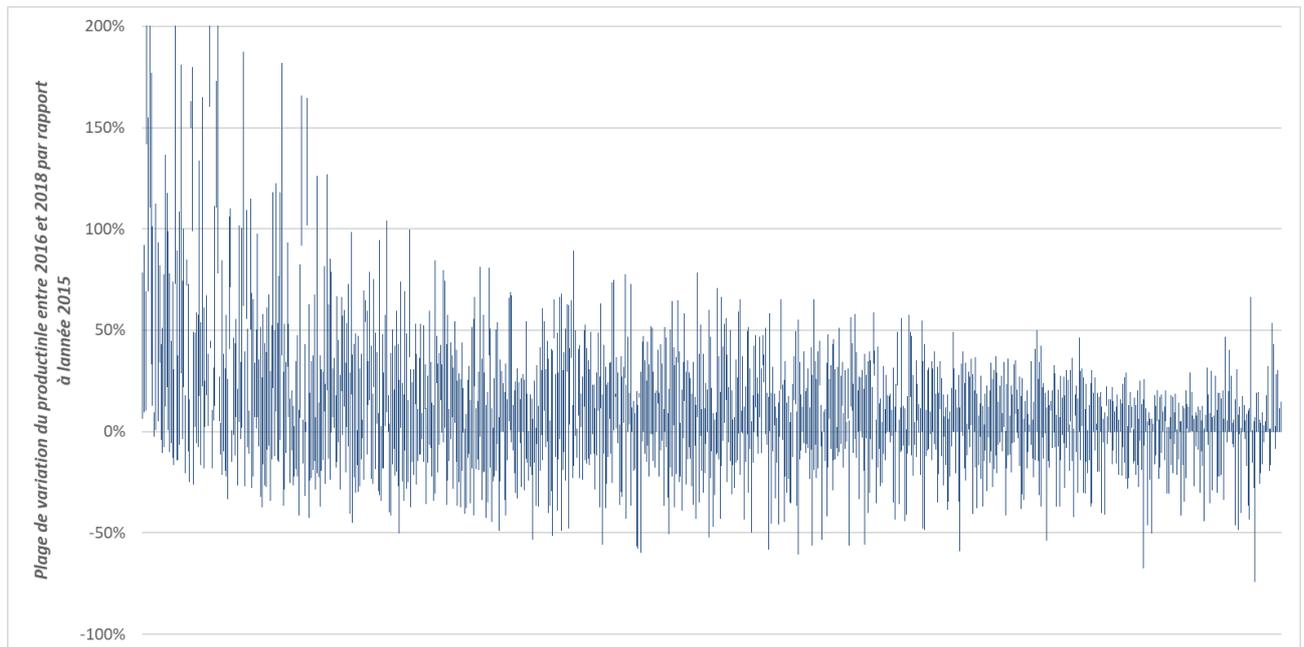


Figure 19 : plage de variation des productibles de 800 installations entre 2016 et 2018 par rapport au productible de l'année 2015

Le graphique ci-dessous présente la distribution des facteurs de charge observés sur les années 2015 à 2018 pour les installations référencées dans la base obligation d'achat.

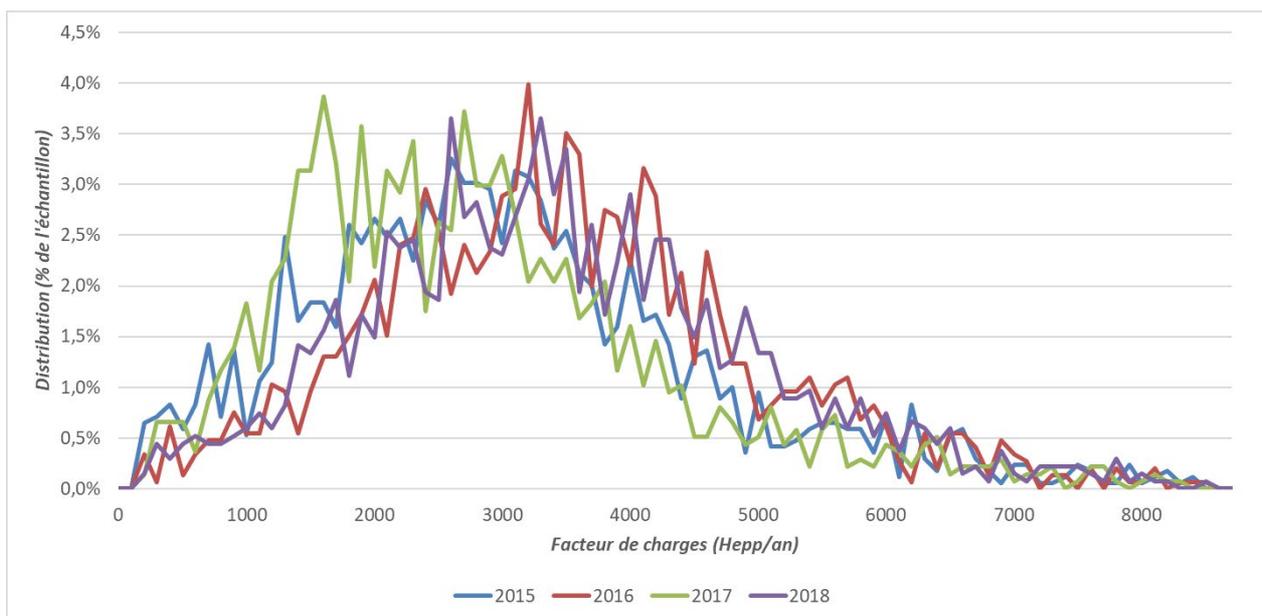


Figure 20 : distribution des facteurs de charge observés parmi les installations de la base obligation d'achat de la CRE de 2015 à 2018

Après une augmentation du facteur de charge moyen d'environ 11 % entre 2015 et 2016, celui-ci a chuté d'environ 17 % en 2017, avant d'augmenter à nouveau de 19 %, oscillant ainsi entre 2 600 et 3 100 heures sur ces quatre années uniquement. Ce caractère très variable du productible justifie le choix de la CRE de retenir des productibles moyens sur une période de temps longue.

3.5 Coûts complets de production

Le coût complet de production (LCOE, pour « *Levelized Cost of Energy* » ou coût actualisé de l'énergie) correspond au rapport entre la somme des coûts d'investissements et de fonctionnement et la somme de l'énergie produite, toutes deux actualisées, sur une durée donnée. Les valeurs présentées ci-après sont données sur 20 ans, avant impôts. On retient par ailleurs une hypothèse d'actualisation de 6 % (cf. 3.7).

3.5.1 Niveaux observés

Les graphiques ci-dessous présentent les coûts complets de production observés sur 20 ans pour 39 installations neuves et renouvelées pour lesquelles (1) les coûts d'investissements étaient disponibles et (2) au moins 3 années d'exploitation ont pu être observées. Les installations sont réparties d'un côté en fonction de leur facteur de charge moyen (en heures équivalent pleine puissance par an) et de l'autre en fonction de la puissance électrique de l'installation.

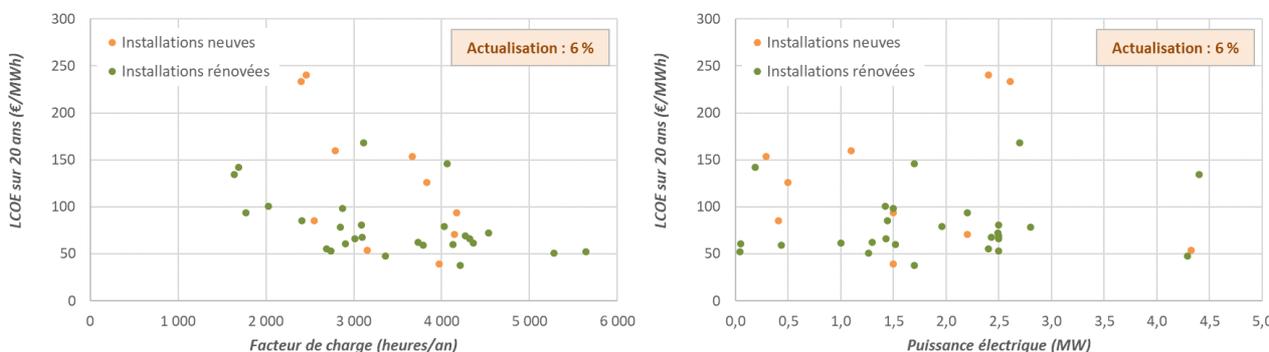


Figure 21 : coûts complets de production observés pour 39 installations neuves et renouvelées du panel⁴⁸

Les valeurs observées sont assez dispersées. Une tendance à la baisse assez marquée avec le facteur de charge s'observe néanmoins. L'échantillon étant trop restreint pour les installations neuves, il est délicat d'en tirer des

⁴⁸ Pour une meilleure lisibilité, deux installations pour lesquelles les coûts complets de production observés sont supérieurs à 300 €/MWh n'apparaissent pas sur les graphiques. Ces deux installations présentent par ailleurs des facteurs de charges assez faibles (inférieurs à 2 000 heures/an).



niveaux de référence. S’agissant des installations rénovées, la majorité d’entre elles présentent des coûts complets inférieurs à 100 €/MWh.

3.5.2 Analyse de la part fixe

Les cadres de soutien en place prévoient tous une indexation annuelle du tarif octroyé tout au long du contrat d’achat ou de complément de rémunération, selon un coefficient « L ». Cette indexation, fonction de l’évolution d’indices de coût horaire du travail et de prix à la production, n’est appliquée que sur une fraction du tarif. La part fixe du coefficient L (et donc la part statique du tarif) est aujourd’hui fixée à 50 % dans le cadre du H16.

Dès lors, il est intéressant d’observer les parts fixes réelles des coûts complets de production des installations du panel. Dans un souci de simplification, il est fait l’hypothèse que les coûts fixes sont équivalents aux coûts d’investissements. Dans la réalité, certains coûts de fonctionnement (comme certaines taxes) peuvent être considérés comme fixes, c’est-à-dire n’évoluant pas (ou très peu) avec les indices susmentionnés.

Le graphique ci-dessus présente la répartition des installations en fonction de la part de leurs coûts d’investissements dans le coût complet de production estimé et de leur facteur de charge moyen. L’échantillon de 39 installations est identique à celui du paragraphe précédent.

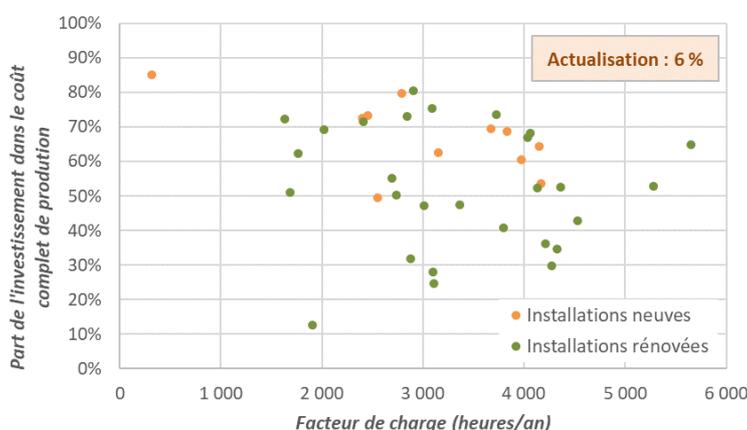


Figure 22 : répartition de la part des coûts d’investissements dans le coût complet de production

Pour les installations neuves, les parts se situent entre 49 % et 85 %, pour une part moyenne de 67 %. Ces niveaux sont globalement plus élevés que la part fixe de 50 % du coefficient L prévue par l’arrêté tarifaire H16, qu’il conviendrait donc de rehausser.

S’agissant des installations rénovées, le calage du coefficient apparaît plus complexe tant la dispersion des valeurs est importante. Les niveaux des investissements de rénovation étant cependant fréquemment plus bas que pour le neuf, la part fixe du coût complet s’en trouve diminuée en moyenne. Pour ces installations, la moyenne observée est de 52 %. Les niveaux de rémunération des installations rénovées en guichet ouvert étant d’ores et déjà calés sur les niveaux d’investissements réalisés, la CRE recommande d’introduire une proportionnalité similaire pour la part fixe du coefficient L pour ces mêmes installations.

3.6 Financement des projets

Le graphique ci-dessous présente la structure du financement des investissements de 61 installations du panel tels que renseignés par les exploitants. La part « financement corporate » correspond à un prêt « interne » effectué par l’exploitant auprès de sa société mère.

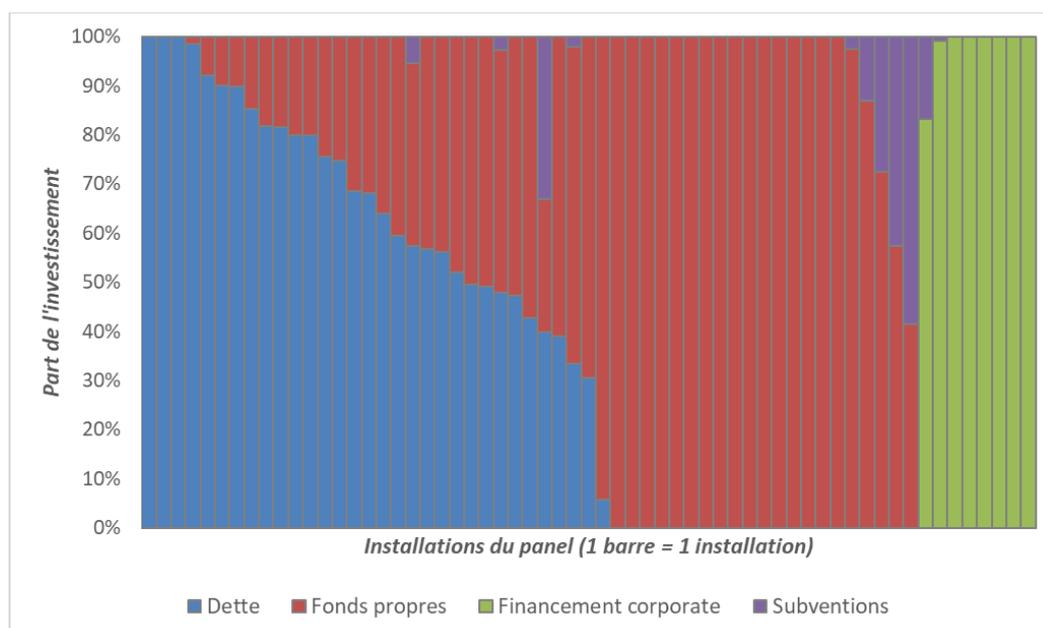


Figure 23 : structure des investissements de 61 installations du panel

A l'inverse d'autres filières pour lesquelles le financement de projet semble assez normé - la filière photovoltaïque présente par exemple un taux d'endettement moyen de l'ordre de 80 % avec assez peu de variabilité d'un projet à un autre⁴⁹ - les données étudiées ne mettent pas en évidence un financement « type » de l'investissement pour les projets hydroélectriques. La diversité des acteurs (particuliers exploitant des petites centrales, grands groupes et filiales) peut expliquer cette variabilité.

On observe en revanche une proportion non négligeable de financement à 100 % en fonds propres (ou *corporate*), pour environ 60 % des projets. Quelques déclarants ont par ailleurs indiqué avoir bénéficié de subventions, principalement de la part d'Agences de l'eau locales ou de conseils régionaux.

Sur les 22 déclarants ayant détaillé la structure de leur dette, le taux d'emprunt moyen observé est de 2,71 %. Les installations mises en service entre 2015 et 2017 ont bénéficié d'un taux d'emprunt plus faible, de 2,04 %, à mettre en lien avec la baisse des taux sans risque.

3.7 Évaluation de la rentabilité des installations

L'indicateur retenu pour évaluer la rentabilité des installations est le taux de rentabilité interne (TRI) projet nominal avant impôt, sur 20 ans. Celui-ci a été calculé pour 54 installations du panel, neuves et rénovées.

Les graphiques ci-dessous présentent la répartition de ces 54 installations en fonction de la rentabilité calculée et de leur facteur de charge. Celles-ci sont différenciées d'une part selon leur contrat et, d'autre part, selon leur nature (neuf ou rénovation).

⁴⁹ Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale, CRE, 2019, p. 37.

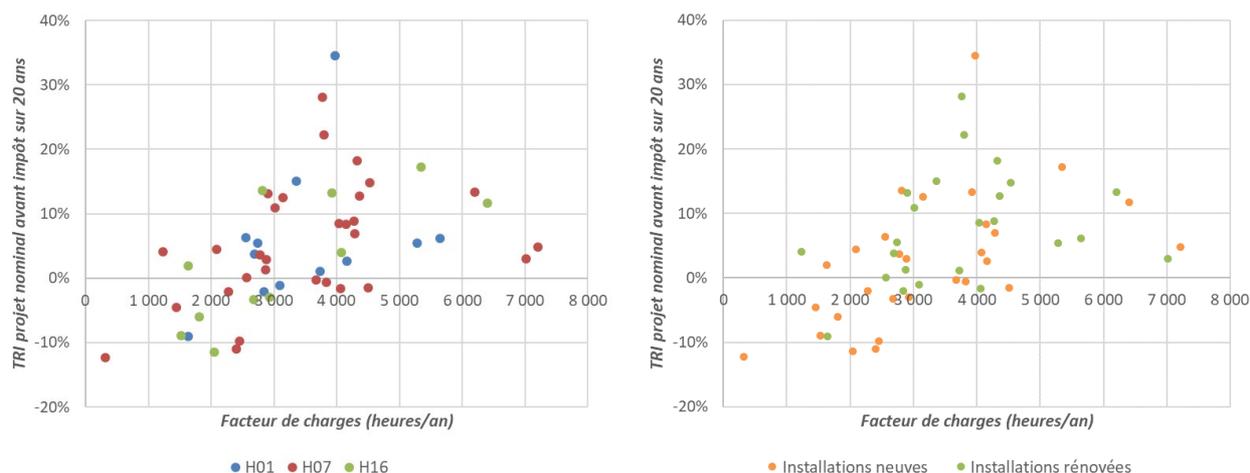


Figure 24 : répartition des installations en fonction de la rentabilité estimée et du facteur de charge moyen

Afin d'établir un seuil « normal » de rentabilité, la CRE s'est fondée sur les plans d'affaire de 12 lauréats aux appels d'offres ayant eu lieu sur les 3 dernières années. La CRE retient ainsi une valeur de 6 de coût moyen pondéré du capital, correspondant à la moyenne de rentabilité observée sur cet échantillon⁵⁰.

Parmi les 54 installations du panel :

- 27 présentent une rentabilité faible (TRI calculé inférieur à 4 %) ;
- 8 présentent une rentabilité moyenne (4 - 8 %) ;
- 19 présentent une rentabilité élevée (> 8 %).

La moyenne pondérée par la puissance des rentabilités est de 9,7 %, contre 7,9 % pour la moyenne arithmétique.

On observe une tendance globale à la hausse des rentabilités lorsque le facteur de charge augmente, les installations les plus rentables se situant toutefois autour de 4 000 heures de fonctionnement. Par ailleurs, la majorité des installations fonctionnant moins de 2 500 heures présentent des rentabilités faibles, voire négatives.

La forte variabilité des rentabilités s'explique par la disparité des coûts et des productibles analysée précédemment. Celle-ci n'est par ailleurs pas imputable à un dispositif de soutien en particulier, comme le montre le graphique de gauche ci-dessus. Ceci illustre la difficulté de calibrage d'un tarif administré, même pour un sous-ensemble d'installations de typologies *a priori* comparables.

⁵⁰ Dans sa délibération 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, la CRE avait retenu une valeur référence de 8 % pour le TRI projet avant impôt.

4. ANALYSES DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN À LA FILIÈRE

Cette section a pour objectif, à partir des données exploitables récoltées dans le cadre du présent audit :

- D'une part, d'actualiser l'analyse économique de l'arrêté H16 déjà menée par la CRE dans le cadre de son avis du 3 mars 2016. En l'absence de données suffisantes pour les installations turbinant des débits réservés, ces dernières ont été exclues de l'étude présentée ci-après.
- De proposer une analyse de rentabilité pour les installations rénovées de puissance supérieure à 1 MW, celles-ci ne bénéficiant aujourd'hui d'aucun dispositif de soutien.

4.1 Hypothèses centrales

Pour ses calculs, la CRE s'est fondée sur les valeurs moyennes observées pour les sous-échantillons du panel correspondant à la segmentation des dispositifs de soutien actuels.

Le panel ne comportant pas d'installations dans la tranche « 500 kW - 1 MW », les valeurs de coûts d'investissements pour le neuf sur ce segment sont obtenues par interpolation avec les moyennes des tranches « 0 - 500 kW » et « 1 - 4,5 MW ». Le niveau de soutien étant directement proportionnel à l'investissement pour les installations rénovées, la CRE n'a pas retenu d'hypothèse centrale de coûts d'investissements pour ces installations.

Afin de tenir compte de la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement applicable depuis fin 2017⁵¹ aux installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable de puissance inférieure à 5 MW, la CRE a appliqué une décote normative sur les coûts d'investissement de l'ordre de 1 à 2 % selon la puissance.

S'agissant des coûts de fonctionnement et des facteurs de charge et en l'absence d'effet d'échelle observé (cf. 3.3.1 et 3.4), la CRE retient une hypothèse commune pour tous les segments de puissance. Seule la différenciation selon la hauteur de chute est conservée, afin de tenir compte de l'impact de l'emprise plus importante des installations de basse chute sur la taxe foncière (cf. 3.3.2)

Des hypothèses normatives de dépenses de gros entretien et renouvellement (GER) ont été faites, d'après les tendances se dégageant des chroniques des déclarants (cf. 3.2). Afin d'éviter le biais induit par un montant de GER proportionnel à l'investissement pour les rénovations – une installation pour laquelle peu de rénovations ont été réalisées nécessitera à terme plus de dépenses de GER, et inversement –, la CRE retient un montant en €/kW pour ces installations.

Les facteurs de charge moyens du panel apparaissent particulièrement faibles au regard de ceux retenus pour la construction des niveaux de rémunération de référence de l'arrêté H16 dans le cadre des analyses menées par les services du ministère chargé de l'énergie et la CRE à l'époque, sur la base de données transmises par la filière courant 2015⁵². Dès lors, il convient de s'interroger sur la pertinence d'un soutien dimensionné pour des installations présentant des productibles relativement bas. La CRE propose dès lors deux jeux d'hypothèses pour ce paramètre : (A) un premier basé sur les valeurs observées sur les installations du panel et (B) un second basé sur les valeurs utilisées pour la construction de l'arrêté tarifaire H16.

Hypothèses	Haute chute		Basse chute	
	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW
Investissements (neuf) (€/kW)	3 570	3 300	3 820	3 830 ⁵³
Coûts de fonctionnement (€/kW)	80		100	
GER (neuf)	4 % de l'investissement initial en année 8 et 2 % en année 13			
GER (rénovation)	200 €/kW en année 8 et 120 €/KW en année 13			
Facteur de charge - bas (heures/an)	3 100		3 400	
Facteur de charge - haut (heures/an)	3 900		4 200	

Tableau 5 : hypothèses centrales retenues pour l'analyse des rémunérations de l'arrêté H16

Les hypothèses ci-dessus font l'objet d'une analyse de sensibilité dans la suite du rapport. Les variations proposées correspondent aux écarts-types observés sur l'ensemble des installations pour chaque paramètre.

On retient par ailleurs une hypothèse normative d'inflation de 1 % par an.

⁵¹ Arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie

⁵² Les productibles moyens constatés sur le panel sont par construction davantage marqués par les dernières années dans la mesure où certaines installations n'ont qu'un historique limité.

⁵³ Le léger surcoût par rapport aux installations de plus petite taille s'explique par un effet d'échelle très peu marqué sur les coûts d'investissements en basse chute, conjugué à un taux de réfaction moins important pour les coûts de raccordement sur le segment « 500 kW - 1 MW »

L'ensemble des résultats présentés ci-après est comparé à une rentabilité de référence de 6 % correspondant à la moyenne observée sur les plans d'affaires fournis par les lauréats aux appels d'offres passés (cf. 3.7).

4.2 Actualisation de l'analyse de rentabilité de l'arrêté H16

4.2.1 Installations neuves de puissance inférieure à 1 MW

Les graphiques ci-dessous présentent les résultats de l'analyse de rentabilité du H16 pour les installations neuves, sur la base des niveaux de tarif et de complément de rémunération au 1^{er} janvier 2018, prime de gestion comprise, et des deux scénarios de facteurs de charge présentés au paragraphe précédent. Une analyse de sensibilité sur les principaux paramètres est également proposée.

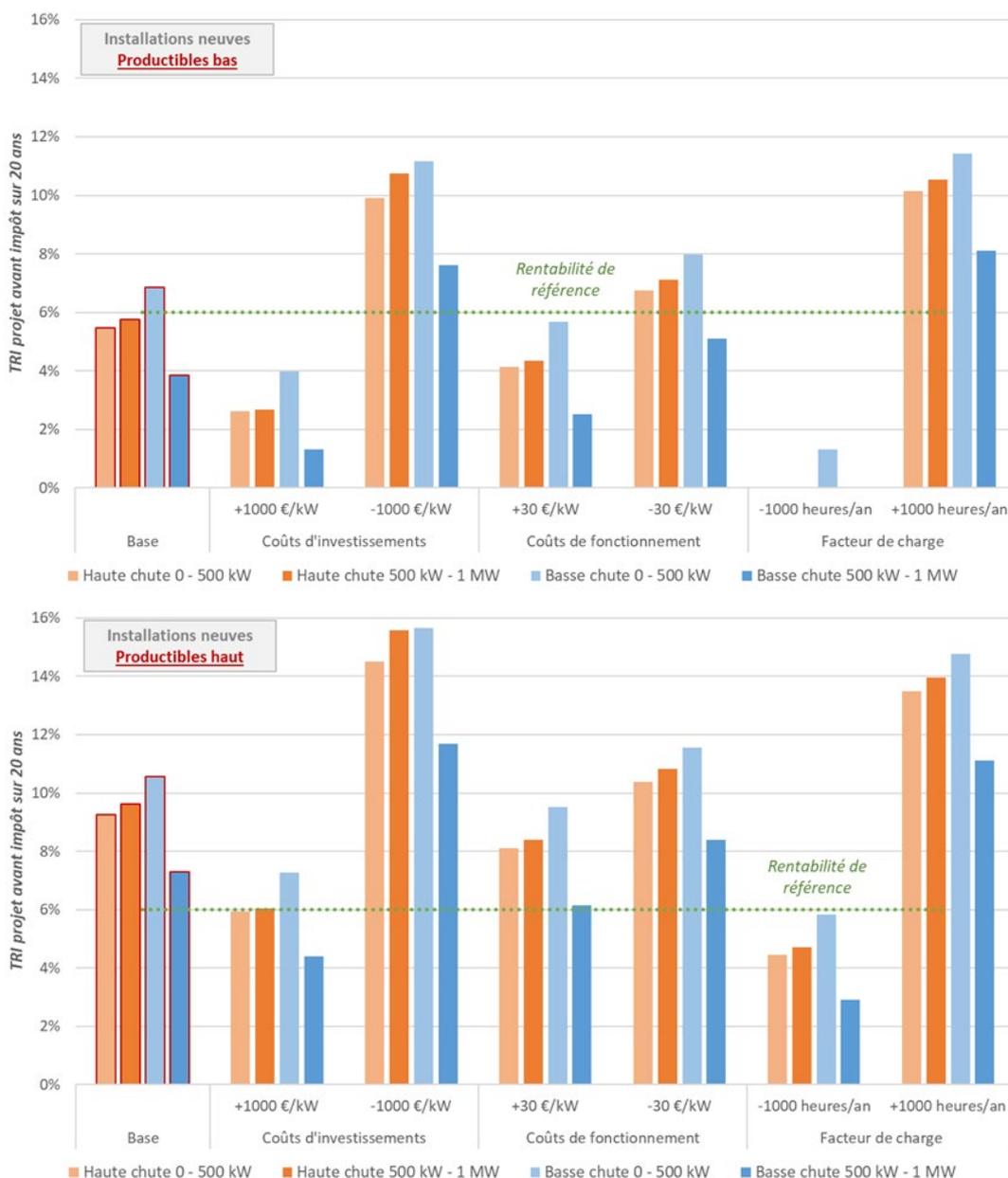


Figure 25 : analyse de rentabilité du H16 pour les installations neuves

Si l'on observe des écarts majoritairement à la baisse dans le scénario de facteurs de charge « bas » par rapport aux valeurs calculées par la CRE lors de son avis de mars 2016 sur le projet d'arrêté tarifaire⁵⁴, les rentabilités calculées dans le deuxième scénario – avec les facteurs de charge équivalents à ceux utilisés pour la construction de l'arrêté H16 – apparaissent largement supérieures à la rentabilité de référence.

⁵⁴ 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

TRI projet avant impôt sur 20 ans	Haute chute		Basse chute	
	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW
Avis 2016	6,8%	6,5%	6,2%	7,4%
Etude 2019 – facteurs de charge bas	5,5%	5,8%	6,8%	3,9%
Etude 2019 – facteurs de charge haut	9,3%	9,6%	10,6%	7,3%

Tableau 6 : comparaison des rentabilités calculées pour l'arrêté H16 entre 2016 et 2019⁵⁵

Dans le cadre du scénario « bas », les rémunérations prévues par l'arrêté H16 semblent relativement bien calées, bien qu'un rééquilibrage apparaisse nécessaire pour les installations de basse chute, en particulier pour celles de plus de 500 kW. Néanmoins, dans la perspective où la puissance publique souhaiterait dimensionner le soutien sur la base de productibles raisonnablement élevés afin d'orienter le soutien vers les installations présentant a priori les moindres coûts de production, une révision à la baisse des niveaux de rémunération semble nécessaire, les rentabilités calculées étant *a contrario* largement supérieures à la rentabilité de référence.

Quelle que soit l'option retenue en terme de stratégie de soutien des installations à faible productible, la CRE recommande d'introduire un tarif marginal plus faible pour toute production au-delà d'un seuil de productible prédéfini afin d'éviter les sursurplus pour les installations les plus productives. Dans le cadre du complément de rémunération, ce tarif marginal pourra conduire à un paiement du producteur à l'acheteur obligé lorsque le prix de marché le dépasse. Le paragraphe 4.4 présente une proposition de niveau pour ce tarif marginal.

Une rémunération de base plafonnée à un productible de l'ordre de 3 000 heures/an ainsi qu'un tarif marginal appliqué au-delà pourraient permettre, s'ils sont correctement dimensionnés :

- de garantir la rémunération de référence (6 %) pour les installations présentant des coûts moyens et des productibles satisfaisants, proches du scénario « haut », soit de l'ordre de 4 000 heures/an ;
- de maintenir l'incitation à produire au-delà de ce plafond de productible ;
- d'assurer une rentabilité minimum suffisante pour les installations présentant des productibles plus modestes, jusqu'à 3 000 heures/an.

La CRE propose à cet effet une structure de rémunération au paragraphe 4.4.

Ces résultats présentent une forte sensibilité aux hypothèses, en particulier s'agissant des coûts d'investissements et du facteur de charge. Pour la majorité des segments, les rentabilités deviennent excessives en dessous de 2 500 €/kW d'investissements ou au-delà de 4 000 heures de fonctionnement annuel. Ces seuils, s'ils ne sont pas atteignables pour toutes les installations (contraintes d'implantation, hydraulité, etc.), s'inscrivent néanmoins dans le spectre des valeurs observées sur l'ensemble du panel.

4.2.2 Installations rénovées de puissance inférieure à 1 MW

Pour rappel, le soutien aux installations rénovées de moins de 1 MW est défini, dans l'arrêté H16 en vigueur, proportionnellement à l'investissement de rénovation effectué, entre 500 et 2 500 €/kW de dépenses.

⁵⁵ Les résultats sont un peu différents de ceux présentés dans la délibération du 3 mars 2016 car les hypothèses générales sur le taux d'inflation, la part variable du coefficient d'indexation et sur les caractéristiques de financement ont été recalées par rapport à celles prises en compte à l'époque

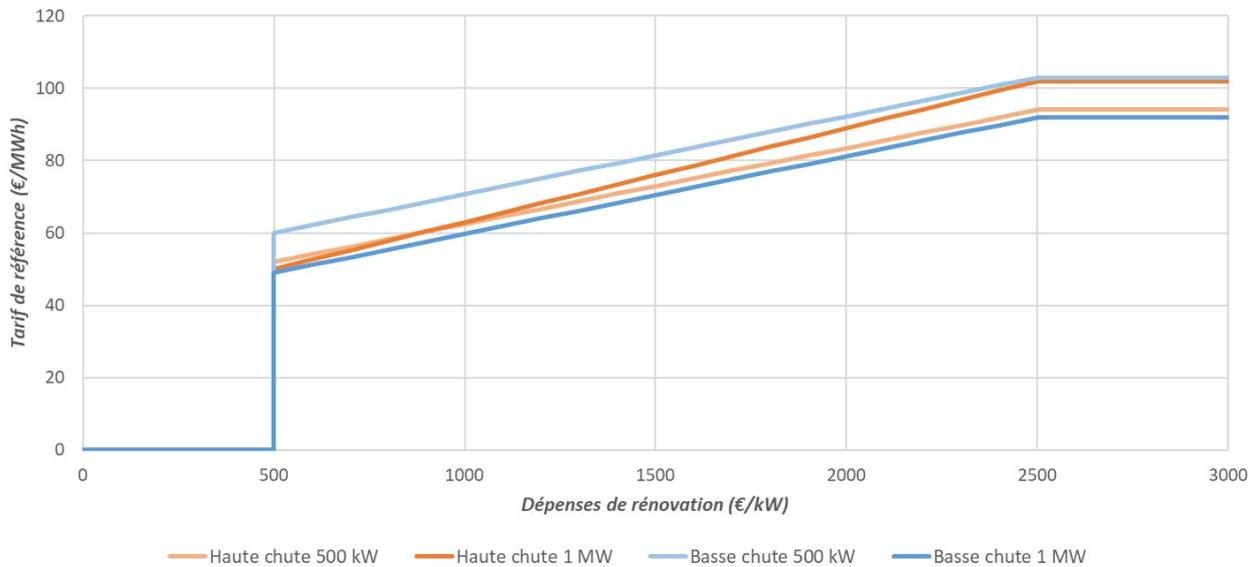


Figure 26 : proportionnalité du tarif H16 pour les installations rénovées aux dépenses de rénovation

Les graphiques ci-dessous présentent les résultats de l'analyse de rentabilité du H16 pour les installations rénovées en fonction des dépenses de rénovation engagées, dans les deux scénarios de facteurs de charge.

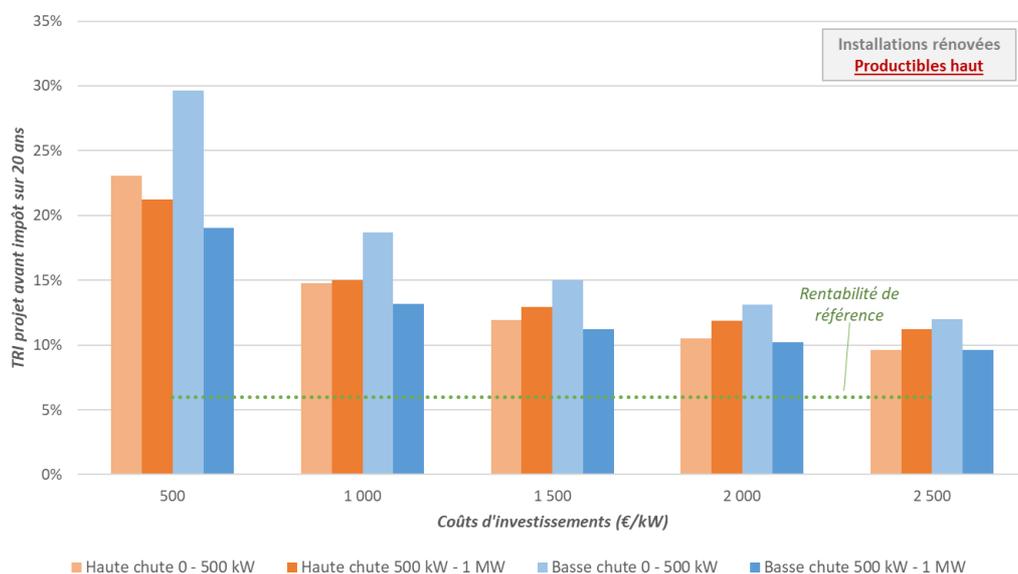
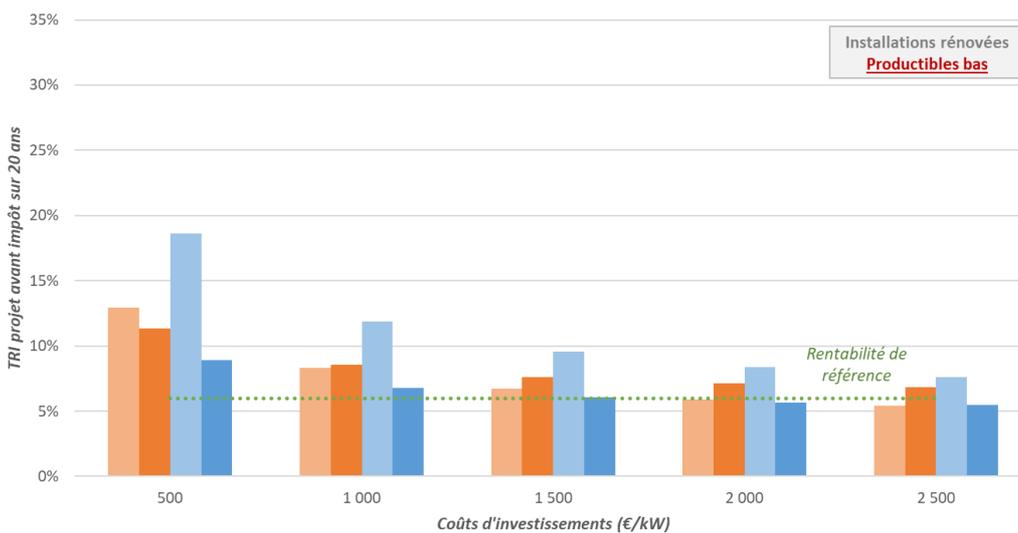


Figure 27 : analyse de rentabilité du H16 pour les installations rénovées

Il ressort de cette analyse que :

- (1) Dans le scénario de facteurs de charge « bas », un réajustement à la baisse est nécessaire pour le niveau d'investissement de rénovation plancher (à 500 €/kW).
- (2) Dans le scénario « haut », les niveaux de référence apparaissent très largement surcalés, en particulier pour les plus petites dépenses de rénovation.

La CRE note par ailleurs que le dispositif proposé plus haut pour les installations neuves et fondé sur un plafond de production couplé à un tarif marginal s'avère également pertinent pour les installations rénovées.

4.3 Installations rénovées de puissance supérieure à 1 MW

L'appel d'offres en cours portant uniquement sur le développement et l'exploitation d'installations hydroélectriques neuves, il n'existe actuellement pas de cadre de soutien pour les installations rénovées de puissance supérieure à 1 MW.

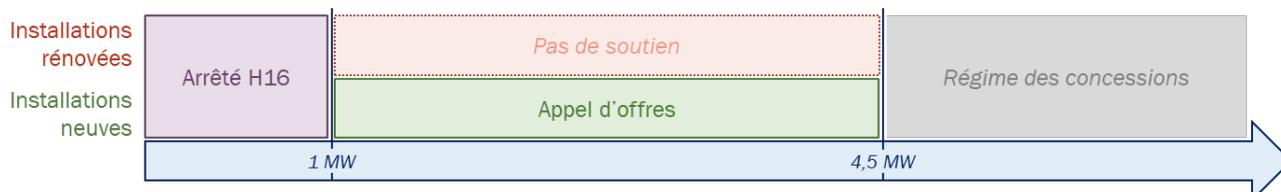


Figure 28 : illustration des différents mécanismes de soutien à l'hydroélectricité⁵⁶

Dans la mesure où (1) il n'a pas été observé d'effet d'échelle évident sur les coûts d'exploitation et les facteurs de charge entre 0 et 4,5 MW et (2) les tarifs pour les installations rénovées sont actuellement calés sur le niveau d'investissement réalisé, la CRE considère que le soutien aux installations rénovées ne doit pas être différencié selon la puissance électrique des installations.

4.4 Niveaux de rémunération calculés

Le tableau ci-dessous présente les niveaux de rémunération calculés par la CRE pour les différents segments d'installations, permettant d'atteindre une rentabilité nominale avant impôt de 6 %. Les chiffres entre parenthèses correspondent à l'écart par rapport aux tarifs de référence tels que prévus dans l'arrêté H16, au premier janvier 2018⁵⁷. Pour les installations de puissance supérieure à 500 kW, ces niveaux tiennent compte de la prime de gestion de 2 €/MWh prévue par l'arrêté tarifaire et rajoutée ex post.

Il s'agit des niveaux de référence pour la première année du contrat (qui bénéficieront au-delà d'une indexation selon le coefficient L).

Rémunérations calculées (€/MWh)		Haute chute				Basse chute			
		0 – 500 kW		500 kW – 1 MW		0 – 500 kW		500 kW – 1 MW	
Scénario de facteurs de charge		« bas »	« haut »	« bas »	« haut »	« bas »	« haut »	« bas »	« haut »
Installations neuves		126 (+4)	100 (-22)	119 (+2)	94 (-23)	128 (-7)	103 (-31)	128 (+16)	103 (-8)
Installations rénovées	Investissement min (500 €/kW)	45 (-8)	36 (-17)	45 (-6)	36 (-15)	47 (-14)	38 (-23)	47 (-3)	38 (-12)
	Investissement max (2 500 €/kW)	99 (+3)	79 (-17)	99 (-5)	79 (-25)	96 (-8)	78 (-27)	96 (+3)	78 (-16)

Tableau 7 : rémunérations recalculées pour les installations éligibles à l'arrêté H16 (hors débits réservés)

Ces valeurs sont calculées sur la base des productibles exposés précédemment et sont très sensibles à une variation de ces hypothèses.

Celles-ci permettent d'atteindre une rentabilité cible de 6 % avant impôt. Avec une cible de rentabilité à 7 % avant impôt les tarifs de référence devraient être augmentés :

- de 6 à 8 €/MWh pour le neuf ;

⁵⁶ L'appel d'offres, limité aux installations de puissance électrique inférieure à 4,5 MW, exclut par ailleurs explicitement les installations relevant du régime des concessions hydrauliques, ce dernier pouvant concerner à la marge quelques installations sous ce seuil mais présentant une puissance maximale brute supérieure à 4,5 MW.

⁵⁷ Les niveaux de référence ont été indexés selon le coefficient K prévu par l'arrêté entre la date de publication de ce dernier et le 1^{er} janvier 2018.

- de 1 €/MWh pour les rénovations avec le seuil minimum d'investissement ;
- de 4 à 6 €/MWh pour les rénovations avec le seuil maximum d'investissement⁵⁸.

Les deux options de rémunération présentées ci-dessus correspondent respectivement :

- pour le scénario « bas », à un dispositif permettant de soutenir un maximum d'installations via un tarif de référence élevé, mais entraînant inévitablement des surrentabilités l'ensemble des installations présentant des productibles plus élevées que la référence retenue ;
- pour le scénario « haut », à une rémunération calée sur un productible moyen suffisamment élevé permettant d'orienter le soutien vers les installations les plus performantes, entraînant en revanche des rentabilités plus faibles pour les installations présentant des productibles plus modestes.

La CRE envisage néanmoins une option intermédiaire, permettant de garantir une rentabilité raisonnable pour un maximum d'installations. Elle a ainsi étudié l'impact sur la rentabilité d'une rémunération constituée (1) d'un tarif de référence plafonné à un certain productible et (2) d'un tarif marginal au-delà de ce plafond, telle que présentée au paragraphe 4.2.1. Les niveaux utilisés ainsi que les résultats sont présentés dans le tableau et le graphique ci-après pour les installations neuves.

Rémunération (€/MWh)	Haute chute		Basse chute	
	0 – 500 kW	500 kW – 1 MW	0 – 500 kW	500 kW – 1 MW
Rémunération de référence (plafonnée à 3 000 Hepp/an)	122	115	136	136
Tarif marginal (€/MWh)	25			

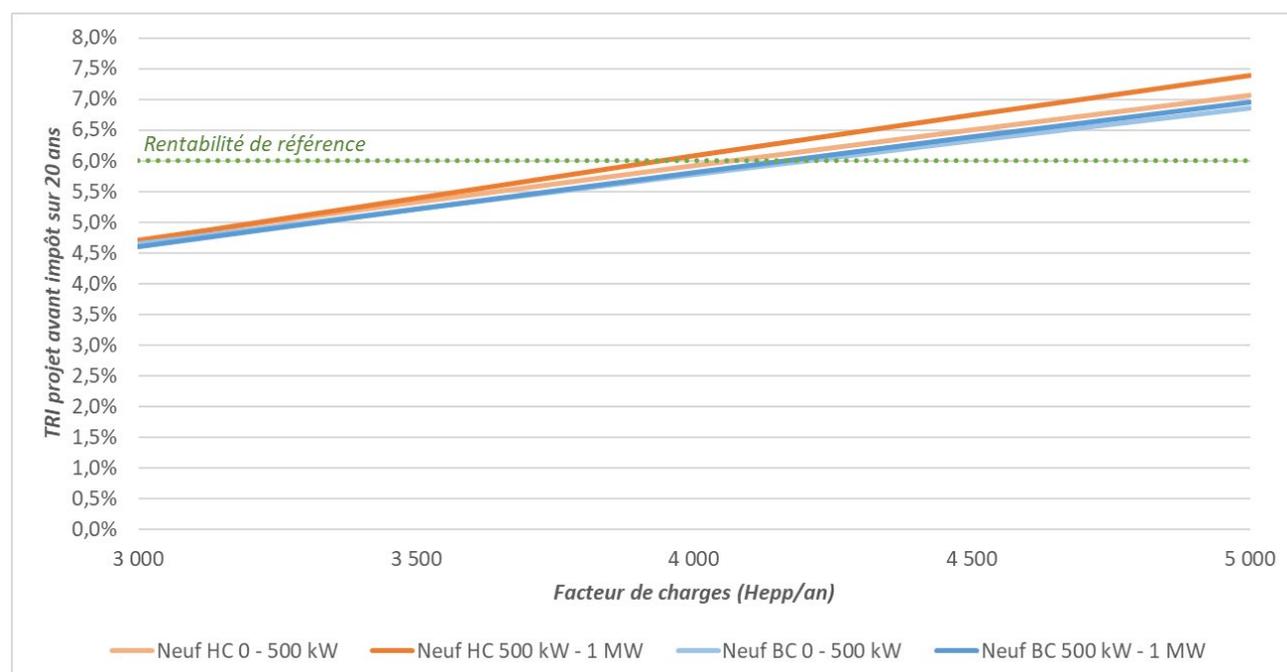


Figure 29 : exemple de rentabilités induites par une rémunération plafonnée avec tarif marginal en fonction du facteur de charge de l'installation (valeurs utilisées présentées dans le tableau ci-dessus)

Si un tel dispositif ne garantit pas une rentabilité équivalente pour l'ensemble des installations, il permet toutefois d'assurer une rentabilité minimale satisfaisante pour les installations présentant des facteurs de charge jugés suffisants par la puissance publique tout en maintenant l'incitation à produire pour les plus productives d'entre elles. En effet, il convient de noter que les tarifs marginaux sont supérieurs à la moyenne constatée des coûts d'exploitation variables.

Compte tenu du caractère variable de l'hydraulicité, la CRE recommande d'introduire un mécanisme de report des heures lorsque la production d'une année se situe en dessous du plafond retenu (3 000 Hepp/an). Ce report consisterait à augmenter le plafond d'heures ouvrant droit à rémunération au tarif plein à due concurrence de l'écart entre le plafond de 3000 Hepp et le productible constaté. Ce crédit d'heures ouvrant droit au tarif plein pourrait être consommé dans les 5 à 10 années qui suivent sa constitution.

⁵⁸ Les augmentations minimales correspondent au scénario de facteur de charges « haut » et inversement.



La CRE propose par ailleurs une structure de rémunération équivalente pour les installations rénovées, présentée dans le tableau ci-dessous. Les valeurs pour les niveaux d'investissement de rénovation intermédiaires sont obtenues par interpolation linéaire.

Rémunération (€/MWh)	Haute chute		Basse chute	
	Investissement min (500 €/kW)	Investissement max (2 500 €/kW)	Investissement min (500 €/kW)	Investissement max (2 500 €/kW)
Rémunération de référence (plafonnée à 3 000 H _{eff} /an)	43,0	94,1	49,3	101,0
Tarif marginal	10	25	12	25

Tableau 8 : proposition de une rémunération plafonnée avec tarif marginal en fonction de l'investissement réalisé pour les installations rénovées

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : répartition du parc hydroélectrique installé en 2018 par segment de puissance	7
Figure 2 : évolution historique de la puissance installée du parc hydroélectrique	7
Figure 3 : évolution annuelle du parc d'installations soutenues, en fonction des dispositifs de soutien	8
Figure 4 : répartition du parc soutenu à fin 2018 (puissance cumulée)	9
Figure 5 : répartition du parc soutenu à fin 2018 (nombre de contrats).....	10
Figure 6 : comparaison des niveaux de tarifs prévus par les différents dispositifs en guichet ouvert historiques..	13
Figure 7 : distribution du panel selon la puissance électrique soutenue des installations.....	15
Figure 8 : distribution du panel selon l'année de prise d'effet du contrat de soutien	15
Figure 9 : niveaux d'investissement des installations neuves du panel en fonction de la puissance électrique installée et selon la hauteur de chute.....	17
Figure 10 : niveaux d'investissement selon la préexistence des ouvrages	18
Figure 11 : évolution des niveaux d'investissements en fonction de la date de début du contrat de soutien	18
Figure 12 : répartition moyenne de l'investissement pour l'ensemble des installations récentes.....	20
Figure 13 : chroniques de dépenses de GER pour 15 installations neuves du panel	21
Figure 14 : chroniques de dépenses de GER pour 21 installations rénovées du panel	22
Figure 15 : répartition des coûts de fonctionnement des installations du panel en fonction de la production annuelle moyenne	22
Figure 16 : niveaux des coûts de fonctionnement des installations du panel en fonction de la puissance électrique installée.....	23
Figure 17 : répartition moyenne des coûts de fonctionnement des installations du panel présentant un historique d'au moins 3 ans	24
Figure 18 : facteurs de charge des installations en fonction de la puissance électrique et de la hauteur de chute	25
Figure 19 : plage de variation des productibles de 800 installations entre 2016 et 2018 par rapport au productible de l'année 2015	25
Figure 20 : distribution des facteurs de charge observés parmi les installations de la base obligation d'achat de la CRE de 2015 à 2018	26
Figure 21 : coûts complets de production observés pour 39 installations neuves et rénovées du panel	26
Figure 22 : répartition de la part des coûts d'investissements dans le coût complet de production	27
Figure 23 : structure des investissements de 61 installations du panel	28
Figure 24 : répartition des installations en fonction de la rentabilité estimée et du facteur de charge moyen.....	29
Figure 25 : analyse de rentabilité du H16 pour les installations neuves.....	31
Figure 26 : proportionnalité du tarif H16 pour les installations rénovées aux dépenses de rénovation	33
Figure 27 : analyse de rentabilité du H16 pour les installations rénovées	34
Figure 28 : illustration des différents mécanismes de soutien à l'hydroélectricité.....	34

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : objectifs des PPE pour l'hydroélectricité	8
Tableau 2 : niveaux de rémunération de l'arrêté H16 au 13 décembre 2016	11
Tableau 3 : niveaux de rémunération de l'arrêté H07 au 1 ^{er} mars 2007 (abrogé).....	12
Tableau 4 : niveaux de rémunération de l'arrêté H01 au 25 juin 2001 (abrogé).....	12
Tableau 5 : hypothèses centrales retenues pour l'analyse des rémunérations de l'arrêté H16.....	30
Tableau 6 : comparaison des rentabilités calculées pour l'arrêté H16 entre 2016 et 2019.....	32
Tableau 7 : rémunérations recalculées pour les installations éligibles à l'arrêté H16 (hors débits réservés).....	34
Tableau 8 : exemple de rentabilités induites par une rémunération plafonnée avec tarif marginal en fonction du facteur de charge de l'installation (valeurs utilisées présentées dans le tableau ci-dessus)	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 9 : proposition de une rémunération plafonnée avec tarif marginal en fonction de l'investissement réalisé pour les installations rénovées	36