

## **DELIBERATION N° 2023-362**

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2023 portant avis sur un projet d'arrêté modificatif de l'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

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

### **1. CONTEXTE, SAISINE ET COMPETENCE DE LA CRE**

Les conditions du soutien financier aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie hydroélectrique de puissance installée inférieure à 1 MW et situées en métropole continentale ou dans les zones non interconnectées (ci-après « ZNI ») sont fixées par l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016<sup>1</sup> (ci-après « AT H16 »), sur lequel la CRE avait rendu un avis dans sa délibération du 3 mars 2016<sup>2</sup>.

Actuellement, les installations hydroélectriques sous le régime de l'autorisation (puissance installée inférieure à 4,5 MW) peuvent bénéficier, en guichet ouvert :

- de l'obligation d'achat, pour les nouvelles installations d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW<sup>3</sup> ;
- du complément de rémunération pour les nouvelles installations d'une puissance installée strictement inférieure à 1 MW<sup>4</sup> ;
- du complément de rémunération pour les installations existantes d'une puissance installée strictement inférieure à 1 MW, sous réserve de l'engagement du producteur à réaliser un programme d'investissement<sup>5</sup>.

Les installations de puissance installée supérieure à 1 MW peuvent bénéficier du complément de rémunération dans le cadre de l'appel d'offres pour le soutien à la Petite Hydroélectricité<sup>6</sup>.

Par un courrier reçu le 11 octobre 2023 et en application des articles R. 314-4 et R. 314-12 du code de l'énergie, la ministre chargée de l'énergie a saisi la CRE d'un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 13 décembre 2016 susmentionné.

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> En application au 1° de l'article D.314-15 du code de l'énergie.

<sup>4</sup> En application au 1° de l'article D.314-23 du code de l'énergie.

<sup>5</sup> En application de l'article D.314-23-1 du code de l'énergie.

<sup>6</sup> <https://www.cre.fr/documents/Appels-d-offres/appele-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-hydroelectriques-developpement-de-la-petite-hydroelectricite>

L'arrêté modificatif permet notamment de mettre en conformité le périmètre du guichet ouvert avec les lignes directrices européennes<sup>7</sup>, en abaissant les seuils de puissance installée permettant de bénéficier de l'obligation d'achat. Par ailleurs, l'arrêté modificatif prévoit de :

- mettre à jour les tarifs de référence pour l'obligation d'achat et pour le complément de rémunération, sans prévoir de rehaussement par rapport aux tarifs actuellement en vigueur pour une nouvelle demande de contrat, mais en appliquant la formule d'indexation par le coefficient K depuis l'entrée en vigueur de l'AT H16) ;
- modifier les formules d'indexation de ces tarifs (coefficients d'indexation K et L) ;
- modifier la définition du prix de référence  $M_0$  pour le calcul du complément de rémunération ;
- modifier les délais pour la prise d'effet des contrats de soutien ;
- introduire la possibilité pour les producteurs ayant déjà signé leur contrat de soutien de bénéficier de certaines de ces modifications pour l'avenir.

## **2. DEFINITION DES INSTALLATIONS ELIGIBLES A UN CONTRAT D'OBLIGATION D'ACHAT OU DE COMPLEMENT DE REMUNERATION**

### **2.1 Typologies d'installations visées**

#### **2.1.1. Modifications apportées par le projet d'arrêté modificatif**

Le projet d'arrêté modificatif considère comme éligibles à l'obligation d'achat ou au complément de rémunération les capacités de stockage d'électricité (batteries) dont l'électricité provient exclusivement d'installations hydrauliques éligibles aux conditions de soutien du présent arrêté : le dispositif de stockage doit pouvoir prouver l'origine de son électricité pour pouvoir bénéficier du dispositif de soutien.

#### **2.1.2. Analyse de la CRE**

La CRE prend acte de la possibilité pour les installations disposant d'un système de stockage de bénéficier du complément de rémunération ou de l'obligation d'achat. Cette disposition est déjà prévue dans d'autres dispositifs de soutien à la production d'électricité renouvelable. **La CRE insiste cependant sur la nécessité de s'assurer que l'énergie utilisée pour remplir le dispositif de stockage provient bien de l'installation hydroélectrique, au travers de compteurs dédiés**, afin d'éviter que l'électricité soutenue soit soutirée du réseau.

### **2.2. Nouveauté de l'installation**

#### **2.2.1. Contenu de l'arrêté tarifaire actuel (pas de modifications apportées par le projet d'arrêté modificatif)**

L'arrêté tarifaire actuel considère comme nouvelles les installations hydroélectriques de puissance installée inférieure à 1 MW qui n'ont pas déjà produit de l'électricité dans le cadre d'un contrat commercial ou en autoconsommation.

#### **2.2.2. Analyse de la CRE**

La CRE estime que le prérequis de nouveauté des installations n'est pas suffisant.

Elle estime nécessaire de limiter l'accès au guichet ouvert aux installations dont les travaux liés au projet n'ont pas encore débuté au moment du dépôt de la demande de contrat. Cette condition est déjà prévue dans les appels d'offres relatifs au soutien des autres filières d'énergies renouvelables. La CRE estime en effet que le début des travaux est une condition de l'aspect incitatif que doit revêtir une aide.

<sup>7</sup> Article 123 des Lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022.

## **2.3. Seuils de puissance pour bénéficier d'un tarif d'achat**

### **2.3.1. Modifications apportées par le projet d'arrêté modificatif**

Le projet d'arrêté modificatif prévoit une baisse du plafond de puissance déterminant les installations éligibles à un soutien sous forme d'obligation d'achat, aujourd'hui réservé aux installations de puissance installée strictement inférieure à 500 kW, conformément aux lignes directrices de la Commission européenne. Le projet d'arrêté réduit ce plafond à 400 kW et prévoit que seules les installations de puissance installée strictement inférieure à 200 kW seront éligibles à l'obligation d'achat à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026.

Des dispositions transitoires sont prévues lors des modifications du seuil d'éligibilité :

- les installations effectuant une demande complète de contrat d'achat avant le 31 décembre 2023 peuvent bénéficier des modalités de soutien définies par la version initiale de l'arrêté du 13 décembre 2016, à condition que l'installation soit achevée dans un délai de 4 ans<sup>8</sup> après la publication du présent arrêté modificatif ;
- de même, les installations d'une puissance entre 200 kW et 400 kW effectuant une demande complète de contrat d'achat avant le 31 décembre 2025, peuvent bénéficier des modalités de soutien définies dans le présent arrêté modificatif.

### **2.3.2. Analyse de la CRE**

La CRE accueille favorablement l'évolution des seuils d'éligibilité à l'obligation d'achat, en phase avec les lignes directrices de la Commission européenne de 2022. Elle rappelle cependant que, dans ce cadre, **il apparaît opportun pour une meilleure lisibilité, de mettre en conformité le seuil d'éligibilité à l'obligation d'achat mentionné à l'article D. 314-15 du code de l'énergie avec les seuils définis par les Lignes directrices de la Commission européenne.**

La CRE, bien que favorable à inciter les producteurs à répondre aux signaux du marché à travers le complément de rémunération, rappelle cependant qu'il peut être opérationnellement compliqué pour une petite installation de répondre à ces signaux. **Elle recommande de réaliser un retour d'expérience multi-filières, d'ici fin 2024, sur la capacité des exploitants de petites unités de production à trouver des offres d'agrégation.**

## **2.4. Appréciation de la puissance installée d'une installation**

### **2.4.1. Modifications apportées par le projet d'arrêté modificatif**

Le projet d'arrêté modificatif précise les conditions pour apprécier la puissance installée d'une installation, afin de déterminer si elle peut bénéficier d'un tarif de soutien, et à quel mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération) elle peut prétendre le cas échéant. Dans l'AT H16 actuel, deux turbines ne peuvent être considérées comme situées sur deux sites distincts si elles sont séparées de moins de 100 mètres et exploitées par la même personne (ou par des sociétés contrôlées par une même personne). Le projet d'arrêté modificatif ajoute une condition : les installations hydroélectriques dont l'alimentation en eau provient directement d'une autre installation sans passer par le lit du cours d'eau ne peuvent être considérées comme situées sur des sites distincts et sont donc considérées comme une seule et même installation. Cette disposition ne s'applique pas si la date de mise en service de l'installation amont est antérieure au 13 décembre 2016.

De plus, si les installations destinées au turbinage des débits minimaux peuvent toujours bénéficier de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération indépendamment de l'installation principale (sous réserve de respecter les conditions fixées aux articles D. 314-15, D.314-23 et D. 314-23-1 du code de l'énergie), le projet d'arrêté précise que la puissance totale de tels équipements est limitée à 1 MW « *pour une même chute* ».

<sup>8</sup> Délai pouvant être prolongé jusqu'à 24 mois dans le cas où la réalisation de l'installation nécessite une autorisation ou une déclaration ou un arrêté de prescriptions complémentaires en application du chapitre IV du titre Ier du livre II du code de l'environnement et que le délai d'instruction est supérieur à douze mois.

## 2.4.2. Analyse de la CRE

La CRE accueille favorablement ces dispositions, qui permettent d'éviter la segmentation des installations, pouvant être à l'origine de sur-rémunérations.

Les seuils de 500 kW et de 1 MW définissant l'éligibilité aux tarifs d'achat ou de soutien ont été introduits dans l'arrêté du 13 décembre 2016 (auparavant, toutes les installations de moins de 4,5 MW étaient éligibles à un tarif d'achat via l'arrêté du 1<sup>er</sup> mars 2007<sup>9</sup>). Il apparaît donc qu'un producteur ayant mis en service une première installation avant le 13 décembre 2016 ne cherchait pas à segmenter son installation. **La CRE est donc favorable à exclure de cette disposition les installations situées en aval d'installations mises en service avant le 13 décembre 2016.**

De la même façon, la CRE est favorable à la clarification de la limitation à 1 MW pour l'éligibilité aux dispositifs de soutien des équipements turbinant les débits réservés sur une même chute.

## 3. MODALITES DE CALCUL DU COMPLEMENT DE REMUNERATION

### 3.1. Prix de marché de référence

#### 3.1.1. Modifications apportées par le projet d'arrêté modificatif

Le projet d'arrêté modificatif modifie la formule de calcul du complément de rémunération annuel en modifiant le pas de calcul pour le prix de référence marché ( $M_0$ ), d'une base annuelle à une base mensuelle.

Le complément de rémunération (CR) est désormais calculé comme suit :

$$CR = \left[ \sum_{i=1}^{12} E_i \times (T_e - M_{0i} + P_{gestion}) \right] - Nb_{capa} \times Pref_{capa}$$

Formule dans laquelle :

- $E_i$  est la somme mensuelle sur les heures à prix spot positif ou nul sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France du mois  $i$ , des volumes d'électricité affectée par le gestionnaire de réseau au périmètre d'équilibre désigné par le producteur pour la production de son installation. Ces volumes sont exprimés en MWh ;
- $M_{0i}$  est le prix de marché de référence, il est égal à la moyenne mensuelle des prix spots horaires positifs ou nuls pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot, exprimés en €/MWh.

Cette modification doit s'appliquer aux demandes complètes de contrat transmises à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2024.

#### 3.1.2. Analyse de la CRE

Comme elle l'a déjà indiqué dans son avis du 15 septembre 2022<sup>10</sup> relatif à une modification du cahier des charges de l'appel d'offres « AO2 Petite Hydroélectricité », la CRE est favorable à cette nouvelle définition, qui devrait corriger les distorsions de revenus de référence pouvant être constatées aujourd'hui entre les installations présentant des saisonnalités de production très hétérogènes.

La CRE note que la définition proposée du prix de marché de référence n'intègre pas de pondération par la production de la filière, contrairement aux filières photovoltaïque ou éolienne. La CRE estime cette définition pertinente pour la filière de la petite hydroélectricité, dans la mesure où :

- le risque de cannibalisation des prix de marché « captés » par la filière est faible ;
- un  $M_0$  filière ne serait pas forcément représentatif du fait du relativement faible nombre d'installations et de l'existence de profils de production très disparates.

<sup>9</sup> Arrêté du 1<sup>er</sup> 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<sup>o</sup> de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

<sup>10</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 septembre 2022 portant avis sur le projet de modification du cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques (« Petite Hydroélectricité »).

## **3.2. Prise en compte de la valorisation des garanties de capacité**

### **3.2.1. Modifications apportées par le projet d'arrêté modificatif**

L'arrêté modificatif propose une reformulation de la définition du prix de marché de référence applicable aux deux premières années du contrat pour le calcul de la valorisation des garanties de capacité. Pour rappel, ces dernières sont déduites du montant annuel du complément de rémunération versé au producteur. Cette reformulation n'entraîne cependant pas, dans les faits, de modification par rapport aux dispositions prévues dans l'arrêté initial du 13 décembre 2016.

Ainsi,  $Pref_{capa}$  est toujours défini comme la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison, sauf pour les deux premières années du contrat ;

- si le contrat ne prend pas effet un 1<sup>er</sup> janvier,  $Pref_{capa}$  est nul pendant cette année civile incomplète ;
- pour la première année civile complète du contrat de complément de rémunération,  $Pref_{capa}$  est défini comme le prix observé à l'issue de la dernière session d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison.

### **3.2.2. Analyse de la CRE**

En pratique, le producteur touche des revenus capacitaires durant l'intégralité de la période couverte par son contrat de soutien, y compris la première, même si celle-ci est incomplète, car il a l'obligation de faire certifier son installation même si celle-ci entre en service en cours d'année. Les règles actuelles du mécanisme de capacité prévoient ainsi l'adaptation de la grandeur  $Nb_{capa}$  en cas de mise en service en cours d'année. Le producteur peut d'ailleurs également certifier son installation avant son entrée en service contre dépôt d'une garantie (certification « en projet »). **La CRE recommande donc de tenir compte, dans la formule du complément de rémunération de l'existence de revenus capacitaires, y compris lors de la première année civile partielle du contrat.**

En outre dans le fonctionnement actuel du mécanisme de capacité, bien que la majorité des enchères ait lieu avant l'année de livraison, trois sessions sont organisées postérieurement au début de l'année de livraison, durant lesquelles les acteurs de marché sont incités à s'échanger des garanties de capacité à un prix proche du prix de référence des écarts en capacité (« PREC »)<sup>11</sup>. Le PREC peut donc être répliqué par le producteur, y compris pour la première année de son contrat de complément de rémunération (même si celle-ci est incomplète).

**Dès lors, la CRE recommande de définir le prix de référence pour la valorisation des garanties de capacité de la même manière pour toutes les années du contrat, à savoir comme le prix observé lors de la dernière enchère précédant l'année de livraison.** Cette référence est plus facile à reproduire pour les installations de petites tailles car d'une part elle ne les contraint pas à segmenter leur niveau de capacité certifié mis en vente entre les enchères précédant l'année de livraison<sup>12</sup>, et d'autre part elle constitue une référence du marché de capacité y compris sur les enchères ayant lieu pendant ou après l'année de livraison<sup>13</sup>.

## **4. EVOLUTIONS DES CONDITIONS TARIFAIRES**

### **4.1. Tarifs d'achat et tarifs de référence pour les nouvelles installations**

#### **4.1.1. Modifications apportées par le projet d'arrêté modificatif**

L'arrêté du 13 décembre 2016 établit une rémunération de la production électrique des nouvelles installations sur une durée de 20 ans. Pour les installations de puissance installée inférieure ou égale à 500 kW, l'arrêté définit une grille de tarif d'achat applicable, lequel peut être souscrit – au choix du porteur de projet – sous forme d'un tarif à une ou deux composantes<sup>14</sup>. Le niveau de soutien est également différencié entre :

- les nouveaux équipements destinés au turbinage des débits réservés ;

<sup>11</sup> Le PREC est défini comme le prix observé à l'issue de la dernière session d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison. Cette définition est valable à partir de l'année de livraison 2020. Pour les années de livraison antérieures, le prix de référence capacitaire était défini comme la moyenne arithmétique des prix observés à l'issue de l'ensemble des enchères organisées en amont de l'année de livraison.

<sup>12</sup> Les règles du mécanisme de capacité prévoient jusqu'à 6 enchères pendant l'année civile précédant l'année de livraison et la granularité minimale des garanties de capacité est de 0,1 MW. Une installation de 0,5 MW de puissance installée, qui se certifierait par exemple à hauteur de 0,3 MW pourrait donc ne pas être en mesure de reproduire cette référence sans passer par des services d'agrégation.

<sup>13</sup> Le règlement des écarts étant calculé sur la base du PREC, les enchères de rééquilibrage ayant lieu les années AL, AL+1 et AL+3 tendent à converger vers ce prix.

<sup>14</sup> Pour le tarif à deux composantes, le tarif d'achat est plus élevé pendant l'hiver (entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars inclus) et plus faible pendant l'été (du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre inclus). Le tarif à deux composantes n'est applicable qu'en métropole continentale et en Corse.

- les autres installations de production hydroélectrique, lesquelles sont distinguées entre installations de haute chute (hauteur de chute supérieure à 30 mètres) et installations de basse chute (hauteur de chute inférieure ou égale à 30 mètres).

Le tarif de référence du complément de rémunération pour les installations neuves de puissance installée inférieure à 1 MW n'est proposé qu'en composante unique, contrairement au tarif d'achat. Le niveau de soutien est différencié suivant deux segments : la puissance installée suivant qu'elle soit inférieure ou égale à 500 kW, ou supérieure ; et la typologie de l'installation entre installations de haute chute, installations de basse chute, et installations destinées au turbinage des débits réservés : la grille tarifaire présente donc six tarifs de référence pour les installations neuves.

Le projet d'arrêté modificatif ne change pas la segmentation des tarifs d'achat et de référence de l'arrêté de 2016 entre les différents types d'installations. Les tarifs proposés dans le projet d'arrêté modificatif sont de fait au même niveau que les tarifs définis par l'arrêté du 13 mars 2016 indexés suivant les formules prévues actuellement par le même texte : ils sont donc égaux aux tarifs dont peut bénéficier un porteur de projet effectuant sa demande de contrat de soutien en 2023.

Pour l'obligation d'achat, le projet d'arrêté modificatif prévoit les modifications suivantes pour les tarifs d'achat des nouvelles installations :

	Tarif pour les nouvelles installations de turbinage des débits réservés	Tarif pour les nouvelles installations de haute chute	Tarif pour les nouvelles installations de basse chute
Tarif à une composante	<del>80</del> 101	<del>120</del> 151	<del>132</del> 166
Tarif à deux composantes			
• Eté	<del>58</del> 73	<del>88</del> 111	<del>96</del> 121
• Hiver	<del>110</del> 138	<del>166</del> 209	<del>182</del> 229

Pour les nouvelles installations sous complément de rémunération, les tarifs de référence proposés dans le projet d'arrêté modificatif sont les suivants :

- pour les installations de puissance installée inférieure ou égale à 500 kW :

	Tarif pour les nouvelles installations de turbinage des débits réservés	Tarif pour les nouvelles installations de haute chute	Tarif pour les nouvelles installations de basse chute
Tarif de référence	<del>80</del> 101	<del>120</del> 151	<del>132</del> 166

- pour les installations de puissance installée supérieure à 500 kW :

	Tarif pour les nouvelles installations de turbinage des débits réservés	Tarif pour les nouvelles installations de haute chute	Tarif pour les nouvelles installations de basse chute
Tarif de référence	<del>66</del> 83	<del>115</del> 145	<del>110</del> 138

Par ailleurs, les installations sous le régime du complément de rémunération bénéficient d'une prime unitaire de gestion  $P_{\text{gestion}}$  de 2€/MWh pendant toute la durée du contrat.

L'évolution du niveau de soutien pour les petites installations hydroélectriques est résumée ci-dessous, en tenant compte des indexations tarifaires : les tarifs dédiés aux installations turbinant le débit réservé et la différenciation entre les tarifs haute chute et basse chute ont été introduits dans l'arrêté du 13 décembre 2016.

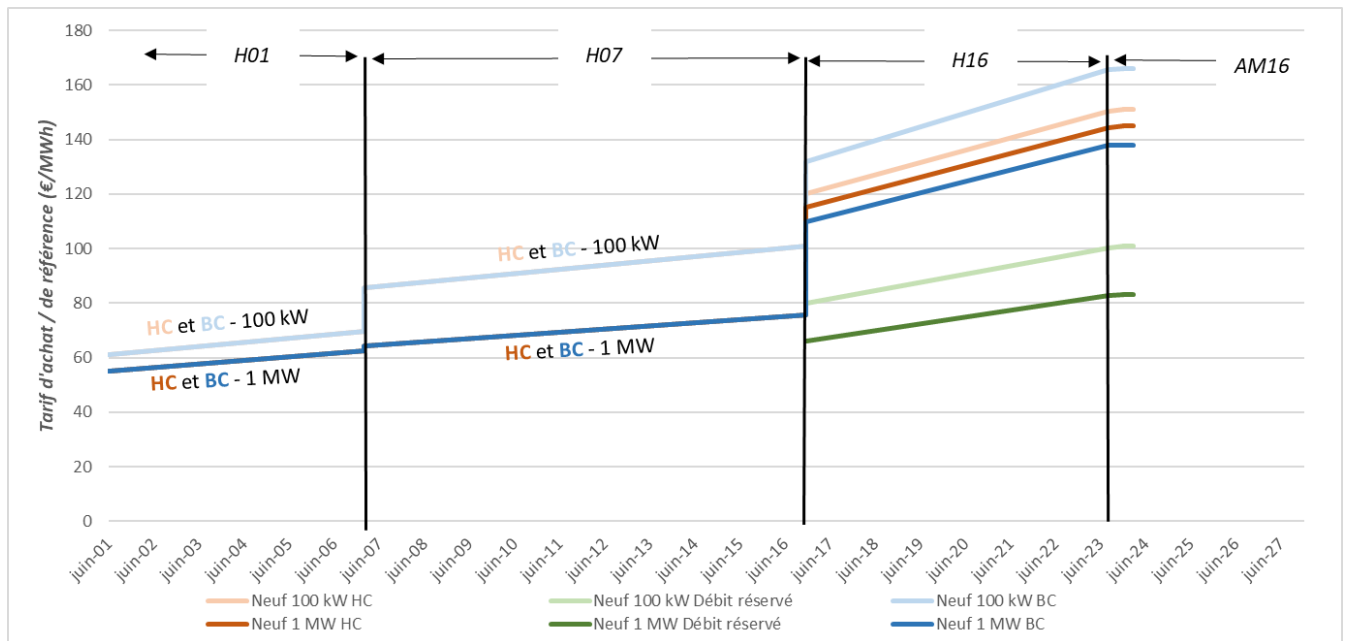


Figure 1 - Niveaux de tarifs d'achat ou de référence prévus pour les nouvelles installations par les différents dispositifs historiques de guichet ouvert

#### 4.1.2. Méthodologie appliquée par la CRE pour l'évaluation des niveaux de soutien

##### Hypothèses considérées pour les coûts d'investissement et de fonctionnement des installations de haute et basse chute

Dans le cadre de ses derniers avis rendus sur les dispositifs de soutien par guichet ouvert à destination d'installations photovoltaïques, la CRE avait pu appuyer son analyse sur des données technico-économiques transmises par les acteurs dans le cadre d'appels d'offres portant sur la même filière. Dans le cadre de l'appel d'offres « Petite Hydroélectricité » les candidats ne sont pas tenus, à ce jour, de fournir un plan d'affaires : la CRE n'a donc pas pu constituer de base de données technico-économiques récentes s'agissant de la filière de la petite-hydroélectricité. Le cahier des charges du futur appel d'offres « AO3 Petite Hydroélectricité », dont la 1<sup>ère</sup> session devrait se tenir début 2024, devrait néanmoins prévoir que les candidats transmettent un plan d'affaires : la CRE a eu l'occasion de s'exprimer favorablement sur cette évolution dans un avis du 30 novembre 2023.

La CRE se fonde donc sur les données rassemblées dans le cadre de son rapport publié en janvier 2020 sur *les coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale*<sup>15</sup>, qui constitue sa dernière étude exhaustive sur ce sujet. Dans ce rapport, la CRE s'était appuyée sur les données de coûts d'investissement et de fonctionnement renseignées en 2018 par un panel d'installations bénéficiant de dispositifs de soutien<sup>16</sup> pour étudier la rentabilité des installations : ces données avaient été corrigées de l'inflation et avaient été exprimées en €<sub>2018</sub>. La CRE avait alors observé une forte disparité des coûts d'investissement et d'exploitation/maintenance<sup>17</sup>.

Comparativement au cas de base présenté dans le cadre de cette étude, la CRE prend ici en compte la moyenne des coûts d'investissements (CAPEX) renseignés pour les installations dont la mise en service a eu lieu au plus tôt en 2016, afin de viser spécifiquement les coûts d'investissement des installations « les plus récentes » du panel. Comme pour l'étude présentée en 2020, la valeur de coûts d'investissement pour les installations de 500 kW – 1 MW sont estimés par interpolation des valeurs observées des tranches 0 – 500 kW et 1 - 4,5 MW<sup>18</sup>. La CRE prend également en compte un abattement lié à la réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement applicable depuis 2017 et qui n'était pas prise en compte dans les réponses des porteurs de projet.

<sup>15</sup> <https://www.cre.fr/documents/Publications/Rapports-thematiques/couts-et-rentabilites-de-la-petite-hydroelectricite-en-metropole-continente>

<sup>16</sup> La CRE a pu s'appuyer sur les données de 70 installations, parmi lesquelles 34 présentaient une puissance installée inférieure à 1 MW.

<sup>17</sup> 75% des installations du panel déclaraient des coûts d'investissement compris entre 2100 et 5600 €<sub>2018</sub>/kW ; des coûts annuels de fonctionnement compris entre 50 et 180 €<sub>2018</sub>/kW en incluant les charges fiscales ; et un productible entre 2000 et 4300 heures annuelles d'équivalent pleine puissance.

<sup>18</sup> Cette approximation est liée au nombre très réduit de réponses reçues pour le segment 500 kW à 1 MW dans le cadre de cette étude.



Hypothèses	Haute chute		Basse chute	
	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW
Investissements (neuf) (€ <sub>2018</sub> /kW)	3650	3210	3790	3510
Coûts de fonctionnement hors charges fiscales (€ <sub>2018</sub> /kW/an)	60		80	
Taxes <sup>19</sup> (€ <sub>2018</sub> /kW/an)	20			

Les coûts d'investissement sont ensuite indexés entre le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et le 1<sup>er</sup> novembre 2023 en s'appuyant sur la formule d'indexation K telle que modifiée dans le projet d'arrêté modificatif<sup>20</sup> (et détaillée en section 4.3), avec un retraitement de la part variable de l'indexation K dédiée aux charges d'exploitation (OPEX) (et qui se retrouve dans le coefficient L), et la non prise en compte de l'indice visant à refléter l'évolution des taux d'intérêt, ce qui aboutit à la pondération suivante :

**Tableau 1 - Indexation prise en compte pour les CAPEX - hors indexation du coût de la dette**

Indices INSEE	Indexation K (1)	Indexation L (2)	Retraitement de la part variable de K (1)-(2)	Indexation CAPEX (repondéré 100%)
Part fixe	5%	60%		<b>5%</b>
ICTrev-TS	33%	30%	3%	<b>5%</b>
FMOABE0000	19%	10%	9%	<b>16%</b>
IndexCuivre	4%	0%	4%	<b>7%</b>
IndexAcier	25%	0%	25%	<b>43%</b>
TP02	14%	0%	14%	<b>24%</b>

Les coûts de fonctionnement sont indexés entre le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et le 1<sup>er</sup> novembre 2023 suivant les indices INSEE du coût horaire du travail et des prix de production de l'industrie française suivant une pondération 75%-25%, cohérente avec la part variable de l'indice L dont la formule est détaillée en section 4.3. Le montant des taxes n'est pas indexé.

Compte-tenu du caractère normatif des formules d'indexation, les résultats obtenus pour les coûts d'investissement et de fonctionnement ne peuvent pas refléter parfaitement l'évolution des coûts de la filière, mais permettent néanmoins de l'approximer en l'absence d'une base de données récente et représentative.

La CRE retient une hypothèse de productible de 3500 heures d'équivalence pleine puissance par an (hepp/an) pour les installations de haute et basse chute. Cette valeur est cohérente avec les productibles constatés dans le cadre de l'évaluation annuelle des charges de service publique de l'énergie (CSPE), qui s'élève à 3400 hepp/an en moyenne sur 2015 à 2021<sup>21</sup>. Elle est également cohérente avec les scénarios sur lesquels la CRE avait fondé ses analyses dans son rapport de 2020 susmentionné<sup>22</sup>.

Les analyses réalisées en 2016 et en 2020 pour évaluer le niveau des tarifs considéraient un productible plus élevé pour la basse chute que pour la haute chute. Cependant les données des CSPE des années 2019 à 2021 pour les installations bénéficiant d'un contrat de soutien en application de l'AT H16 font apparaître un productible plus élevé pour la haute chute que pour la basse chute. La CRE ne retient donc pas de productible différencié entre les installations de haute et basse chute.

<sup>19</sup> La CRE prend l'hypothèse d'un niveau de taxes constant.

<sup>20</sup> Cette formule reprend la formule d'indexation par le coefficient K applicable à partir de la 5<sup>e</sup> période de l'appel d'offres « AO2 Petite hydroélectricité ». La CRE s'était exprimée sur cette formule dans sa délibération du 15 septembre 2022 portant avis sur un projet de modification du cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques.

<sup>21</sup> Moyenne effectuée sur les installations bénéficiant des tarifs H07 et H16 (à partir de 2019 pour les installations bénéficiant d'un tarif H16)

<sup>22</sup> Le rapport de 2020 reprenait deux scénarios : un fondé sur les productibles déclarés par les producteurs ayant répondu à l'enquête de la CRE en 2018 (3100 hepp/an pour la haute chute et 3400 hepp/an pour la basse chute) ; et un second qui avait servi pour le dimensionnement du tarif en 2016 (3900 hepp/an pour la haute chute et 4200 hepp/an pour la basse chute).





**Hypothèses considérées pour les installations turbinant les débits réservés**

Dans son étude de janvier 2020, la CRE ne disposait pas de données suffisantes pour les installations turbinant les débits réservés, et n’avait donc pas pu obtenir de données fiables de coûts d’investissement ou de fonctionnement pour ces installations.

Le constat se vérifie également dans les données de production des installations bénéficiant de complément de rémunération remontées à la CRE dans le cadre de ses missions de l’évaluation annuelle des CSPE : cette typologie d’installation y est particulièrement sous-représentée.

La CRE adopte donc une méthodologie normative pour estimer les caractéristiques des installations turbinant des débits réservés, sur la base de ses échanges avec les acteurs de la filière :

- les coûts d’investissement sur les installations de débit réservé sont estimés, de manière très simplifiée, comme la moyenne de ceux des installations de haute et basse chute : les travaux pour ces installations requièrent moins de génie civil qu’une installation de basse chute, mais ils requièrent en général - comme pour les installations de basse chute - de vider le barrage de l’installation principale le temps des travaux ;
- les coûts de fonctionnement pour les débits réservés sont estimés sur la base de ceux de la haute chute ;
- le productible retenu pour les installations de débit réservé est de 6500 hepp/an, en cohérence avec le mode de fonctionnement du débit réservé qui présente par nature des facteurs de charge élevés, et les données de production observées par la CRE dans le cadre de l’évaluation annuelle des CSPE<sup>23</sup>.

**Hypothèses générales**

Les hypothèses suivantes sont prises pour toutes les installations, quelle que soit leur typologie :

- les hypothèses d’inflation prises en compte sont de 2% d’inflation annuelle sur la durée de vie du projet ;
- la CRE prend l’hypothèse d’un financement de projet reposant à 70 % sur une dette bancaire, contractée pour une durée de 20 ans à un taux de 4,3 %<sup>24</sup>. L’hypothèse de taux d’inflation annuel est de 2 %. Le coût de la dette n’est en conséquence pas inclus dans les coûts d’investissement mais pris en compte explicitement dans le modèle financier ;
- l’étude se focalise sur le taux de rentabilité à 20 ans, et ne fait donc pas de projection sur les prix de l’électricité au-delà des 20 années de soutien.

Les hypothèses prises en compte par la CRE sont détaillées ci-après :

Tableau 2 - scénario central analysé par la CRE (tarif à une seule composante)						
Hypothèses	Haute chute		Débits réservés		Basse chute	
	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW
Tarif d’achat/de référence du projet d’arrêté (€/MWh)	151 €/MWh	145 €/MWh	101 €/MWh	83 €/MWh	166 €/MWh	138 €/MWh
Investissements ( <u>neuf</u> ) (€/kW)	4693	4129	4786	4323	4879	4518
Coûts de fonctionnement (€/kW/an)	71		71		95	
Taxes (€/kW/an)	20					
Facteur de charge (heures/an)	3500 hepp/an		6500 hepp/an		3500 hepp/an	
Hypothèse d’inflation des coûts	2%/an					
Dette bancaire	Gearing de 70%, emprunt sur 20 ans, taux d’intérêt de 4,3%					

<sup>23</sup> Comme pour les installations de haute et basse chute, le productible peut varier significativement entre installations. Pour un cours d’eau avec un débit relativement stable pendant l’année, une telle installation pourrait théoriquement tourner toute l’année avec une puissance relativement constante. Seules 2 installations bénéficient à ce jour du tarif dédié aux installations turbinant le débit réservé : dans les données de production remontées à la CRE dans le cadre de l’exercice annuel des charges de service public de l’énergie, le productible de ces installations était de 5000 hepp/an entre 2019 et 2022 (en excluant l’année 2020 qui présente des valeurs aberrantes).

<sup>24</sup> Estimé suivant la moyenne sur les mois d’août 2023 à octobre 2023 de l’indice iBoxx € Corporates 10-15.



La CRE procède à une évaluation du taux de rentabilité interne projet avant impôts (TRI Projet) induits par les dispositifs de soutien.

**4.1.3. Résultats de l'analyse**

**TRI projet avant impôts dans le cas de base**

Hypothèses	Haute chute		Débits réservés		Basse chute	
	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW
Scénario de base	7,5%	8,7%	10,8%	9,3%	7,8%	5,9%

**Le cas de base de l'analyse de la CRE fait apparaître en premier abord un constat de rentabilité suffisante pour les installations de haute chute et pour les installations de basse chute de puissance installée inférieure à 500 kW. Les installations turbinant les débits réservés font apparaître une rentabilité sensiblement supérieure, directement liée au facteur de charge, par nature élevé, de ces installations.**

Le segment des installations de basse chute de puissance installée supérieure à 500 kW présente une rentabilité moindre par rapport aux autres installations. Les installations de basse chute requièrent des investissements plus lourds, notamment pour l'aménagement des cours d'eaux et des constructions ichtyo-compatibles. Pour autant, alors que les tarifs pour la basse chute sont supérieurs à ceux de la haute chute sur le segment 0 à 500 kW, l'ordre est inversé pour le segment 500 kW à 1 MW, ce qui explique la moindre rentabilité de la basse chute de 500 kW à 1 MW. **La CRE considère qu'il serait plus cohérent que la basse chute, compte-tenu des investissements requis, bénéficie également de tarifs supérieurs à la haute chute sur le segment 500 kW à 1 MW** : l'augmentation de 15 à 25 €/MWh du tarif pour la basse chute de puissance supérieure à 500 kW permettrait de rétablir un niveau de rentabilité semblable à celui des installations de haute chute.

Compte-tenu du caractère indicatif des hypothèses de coûts d'investissement et de productible utilisés (en l'absence de données suffisantes), des sensibilités sont présentées ci-après pour évaluer l'effet d'une variation de productible et de coûts d'investissement.

Enfin, l'analyse du cas de base fait apparaître des rémunérations importantes pour les installations turbinant les débits réservés : une réduction des tarifs de l'ordre de 10 €/MWh pour les installations de débit réservé ajusterait la rentabilité de telles installations au niveau des hautes et basses chutes (avec un TRI projet de 7 à 9% dans le cas de référence).

**Sensibilité du TRI Projet avant impôts en fonction du productible**

Dans le cadre de de l'évaluation des charges de services publics de l'électricité, la CRE reçoit chaque année, de la part des acheteurs obligés et organismes agréés, les données de production constatées des installations bénéficiant de dispositifs de soutien. La CRE constate que, sur les années 2019 à 2022, les installations de basse chute ont présenté des facteurs de charge significativement plus faibles que les hypothèses prises en compte dans le cas de référence présenté *supra* : de l'ordre de 2900 hepp/an.



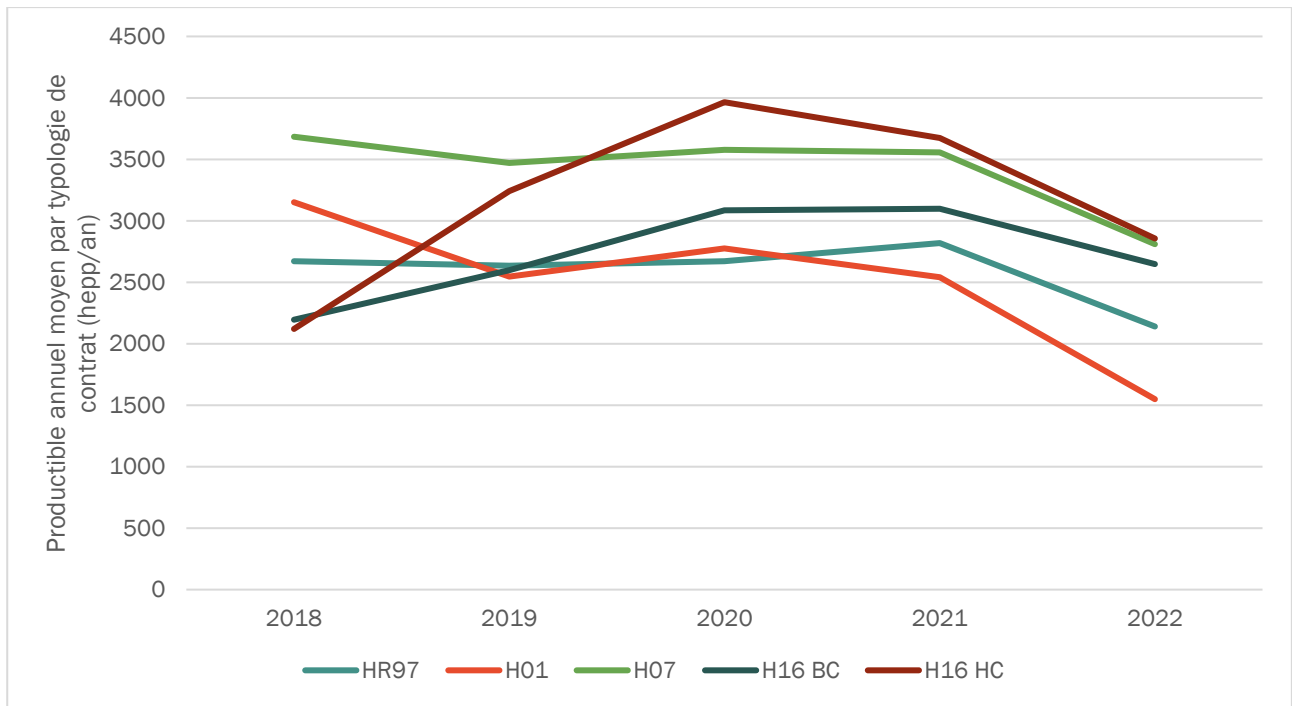


Figure 2 - productible annuel moyenne par typologie de contrat - source CRE

La CRE reprend par ailleurs le constat, déjà développé dans son rapport de janvier 2020, d’une forte dispersion des productibles moyens selon les installations : 75% des installations du panel de répondants indiquaient un productible compris entre 2000 et 4300 heures annuelles d’équivalence pleine puissance. L’analyse qui suit évalue la sensibilité de la rentabilité au productible :

Hypothèses	Haute chute		Débits réservés		Basse chute	
	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW
Productible de référence + 1000 hepp/an	11,7%	13,2%	13,3%	11,8%	12,2%	10,2%
Productible de référence + 500 hepp/an	9,6%	11,0%	12,1%	10,5%	10,0%	8,1%
<b>Scénario de référence</b>	<b>7,5%</b>	<b>8,7%</b>	<b>10,8%</b>	<b>9,3%</b>	<b>7,8%</b>	<b>5,9%</b>
Productible de référence - 500 hepp/an	5,2%	6,3%	9,4%	8,0%	5,3%	3,5%
Productible de référence - 1000 hepp/an	2,5%	3,5%	8,0%	6,6%	2,5%	0,8%

La présente analyse confirme donc que la rentabilité économique des installations est largement corrélée au productible : une baisse de 500 hepp du productible (environ 15%), pour les installations de haute et basse chute, induit une baisse de plus de 2 % du TRI Projet, et à une hausse de plus de 2% du TRI Projet au contraire en cas de hausse du productible de 500 hepp/an.

La CRE considère qu’il est pertinent que les dispositifs de soutien en guichet ouvert permettent à une installation moyenne d’atteindre les conditions économiques nécessaires à son développement, et offrent éventuellement de meilleures rémunérations aux sites présentant des productibles supérieurs à la moyenne. Il apparaît néanmoins que, dans certaines configurations, le dispositif de soutien permet à des installations de bénéficier de rentabilités manifestement très élevées.



L'arrêté tarifaire prévoit des plafonds censés prévenir ce risque : au-delà de ce plafond, les installations sous obligation d'achat se voient racheter leur production au prix fixe de 40 €/MWh (non indexé). Les installations sous complément de rémunération ne reçoivent plus de complément lorsque le prix de marché est inférieur au tarif de référence, mais restent redevables d'un paiement dans le cas contraire. Le niveau du plafond est de :

- 120 000 heures équivalentes pleine puissance sur la durée du contrat de soutien pour les installations de basse chute, soit 6000 hepp/an en moyenne sur la durée du contrat de soutien ;
- 100 000 heures équivalente pleines puissance sur la durée du contrat de soutien pour la haute chute, soit 5000 hepp/an en moyenne sur la durée du contrat de soutien ;
- Les installations turbinant les débits réservés ne sont pas soumises à un plafonnement.

**La CRE constate que les niveaux de ces plafonds sont de fait trop élevés pour être efficaces : ils ne sont pas atteints y compris dans les sensibilités détaillées ci-dessus (qui présentent pourtant des productibles élevés). La CRE recommande donc d'abaisser les plafonds existants pour les installations de hautes et basses chutes à un niveau plus cohérent avec le productible qui pourrait être attendu d'une installation moyenne, et d'introduire un plafond pour les installations turbinant les débits réservés. La CRE propose de reprendre les niveaux suivants, équivalents aux productibles de référence utilisés dans la présente étude augmentés d'une marge de 500 hepp/an pour les installations de haute chute, basse chute et turbinant les débits réservés :**

- **80 000 heures équivalentes pleine puissance sur la durée du contrat de soutien pour les installations de basse chute et de haute chute, soit 4000 hepp/an sur la durée du contrat de soutien ;**
- **140 000 heures équivalentes pleine puissance sur la durée du contrat de soutien pour les installations turbinant les débits réservés, soit 7000 hepp/an en moyenne sur la durée du contrat de soutien.**

**Sensibilité du TRI Projet avant impôts en fonction du niveau des CAPEX**

Les hypothèses de CAPEX sur lesquelles s'appuient les analyses de la CRE proviennent de coûts estimés en 2018, indexés par la suite suivant une formule normative pouvant ne pas refléter l'hétérogénéité des coûts entre projets. Ces travaux ont abouti à des estimations de coûts d'investissement compris entre 4100 et 4800 €/kW.

Dans son rapport de 2020, la CRE avait mis en évidence l'hétérogénéité des coûts d'investissements entre projets. La CRE présente ci-après une sensibilité portant sur une augmentation/diminution de 1000€/KW du niveau des CAPEX.

Hypothèses	Haute chute		Débits réservés		Basse chute	
	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW
CAPEX de référence + 1000€/kW	5,1%	6,0%	8,1%	6,6%	5,5%	3,7%
<b>Scénario de référence</b>	<b>7,5%</b>	<b>8,7%</b>	<b>10,8%</b>	<b>9,3%</b>	<b>7,8%</b>	<b>5,9%</b>
CAPEX de référence - 1000€/kW	10,8%	12,8%	14,5%	13,2%	11,0%	9,2%

L'augmentation des coûts d'investissement de 1000 €/kW par rapport au cas de base dégrade la rentabilité d'environ 2,5%, ce qui présente une réduction significative par rapport au cas de base.



La synthèse des sensibilités est présentée ci-dessous.

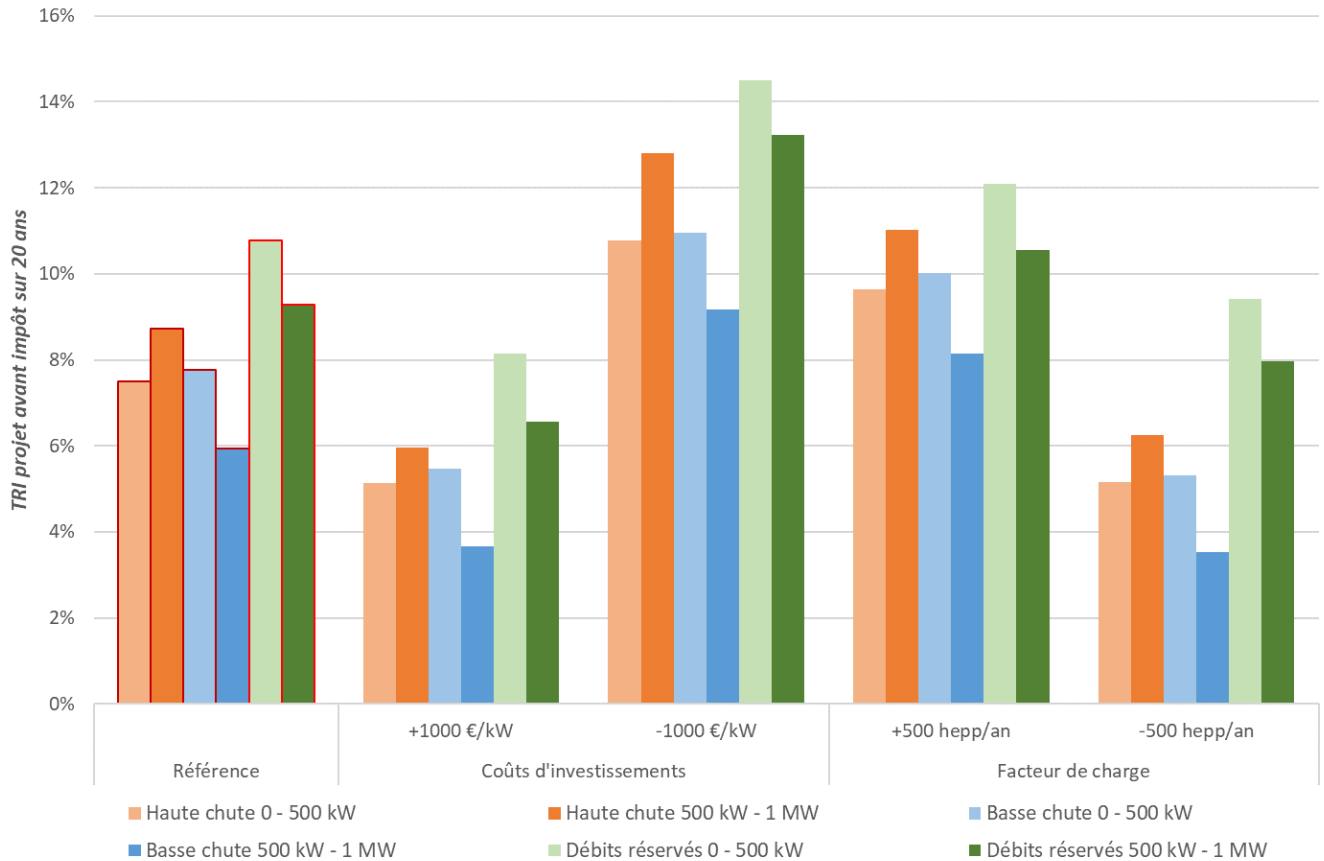


Figure 3 - Analyse de rentabilité (TRI Projet) pour les installations neuves éligibles à l'arrêté H16

**TRI projet avant impôts pour les tarifs à deux postes**

Le projet d'arrêté modificatif propose également une évolution des tarifs à deux composantes pour les installations éligibles à l'obligation d'achat, en plus d'un tarif à une composante. La CRE a pu estimer, sur la base des données de production constatées qui lui ont été remontées dans le cadre de l'évaluation des CSPE, que les installations de moins d'1 MW en tarifs saisonnalisés concentraient en moyenne 59% de leur production électrique en hiver contre 41% en été.

L'analyse ci-après reprend les données du scénario de référence à l'exception du niveau des tarifs : le tarif annuel considéré pour estimer la rentabilité d'un projet bénéficiant de tarifs saisonnalisés est pris comme la moyenne des tarifs saisonnalisés proposés par le projet d'arrêté modificatif, pondérée par les productions hiver/été moyennes des installations bénéficiant des tarifs saisonnalisés.

Hypothèses	Haute chute	Débits réservés	Basse chute
	0 - 500 kW	0 - 500 kW	0 - 500 kW
Scénario de référence (tarifs à une composante)	7,5%	10,8%	7,8 %
Scénario de référence avec tarifs à deux composantes (50% de la production en été et 50% en hiver)	8,4%	11,5%	8,6%
Scénario de référence avec tarifs à deux composantes (41% de la production en été et 59% en hiver)	9,3%	12,5%	9,6 %



L'application de tarifs à deux composantes mène à des rentabilités plus élevées que pour les tarifs à une composante. Les installations de petite hydro-électricité ne présentent pas de retenues d'eau qui permettraient de réaliser de la modulation inter-saisonnière. Les tarifs à deux composantes peuvent inciter les exploitants à décaler les maintenances en été où les tarifs sont moins avantageux ce qui peut présenter un intérêt compte-tenu de la plus faible consommation nationale en été qu'en hiver : **la CRE est donc favorable au maintien d'un tarifs à deux composantes.**

La CRE note également que, dans la mesure où le choix d'un tarif à une ou deux composantes est laissé au porteur de projet, il est pertinent que le tarif à deux composantes, qui introduit un risque supplémentaire du fait de la saisonnalité de la production, puisse permettre d'atteindre une rentabilité supérieure au tarif à une composante, au risque, sinon, de voir le porteur de projet toujours privilégier le tarif à une composante.

La CRE note d'ailleurs que même les installations ne présentant pas de saisonnalité significative dans leur productive (autant de production sur les 5 mois d'hiver que le reste de l'année), présentent une rentabilité supérieure pour un tarif à deux composantes par rapport au tarif à une composante, et pourraient donc choisir de l'appliquer.

**La CRE serait donc favorable à une réduction des niveaux des tarifs à deux composantes de l'ordre de 5 €/MWh pour aboutir à une rentabilité plus cohérente pour les installations ne présentant pas de saisonnalité marquée. Cette réduction devrait être appliquée de façon équivalente sur les composantes été et hiver afin de maintenir une incitation à placer ses maintenances en été.**

Hypothèses	Haute chute	Débits réservés	Basse chute
	0 - 500 kW	0 - 500 kW	0 - 500 kW
Scénario de référence (tarifs à une composante)	7,5%	10,8%	7,8 %
Scénario de référence avec tarifs à deux composantes (50% de la production en été et 50% en hiver) réduits de 5€/MWh	7,9 %	10,7 %	8,2 %
Scénario de référence avec tarifs à deux composantes (41% de la production en été et 59% en hiver) réduits de 5€/MWh	8,8 %	11,7 %	9,1 %

**4.2. Tarifs d'achat et de référence pour les installations rénovées**

**4.2.1. Modifications apportées par le projet d'arrêté modificatif**

En application des articles 14 et 15 de l'arrêté du 13 décembre 2016, les installations hydro-électriques existantes peuvent bénéficier d'un contrat de complément de rémunération à la condition de mener à bien un programme d'investissements dépassant un seuil  $I_{min}$  de 500 €/kW qui donne droit à un tarif  $T_{min}$ , le tarif augmentant proportionnellement au rapport des investissements sur la puissance de l'installation jusqu'à un maximum  $I_{max}$  de 2500 €/kW donnant droit à un tarif  $T_{max}$ . Les travaux de rénovation peuvent dépasser  $I_{max}$ , mais le tarif de soutien n'augmente pas au-delà de  $T_{max}$ . Ces dispositions sont ouvertes uniquement aux installations de haute et basse chute (le turbinage des débits réservés est exclu).

Le projet d'arrêté modificatif inclut deux tableaux modificatifs, visant les installations de haute et basse chute éligibles au complément de rémunération, respectivement d'une puissance inférieure ou égale à 500 kW, et supérieure à 500 kW. Comme pour les tarifs des installations neuves, les tarifs proposés dans l'arrêté modificatif sont de fait au même niveau que les tarifs définis par l'arrêté du 13 mars 2016 indexés suivant les formules d'indexation prévues actuellement par le même texte : ils sont donc égaux aux tarifs dont peut bénéficier un porteur de projet effectuant sa demande de contrat de soutien en 2023.



Pour les installations de puissance installée inférieure ou égale à 500 kW<sup>25</sup> :

	Installations de haute chute	Installations de basse chute
Borne inférieure $I_{min}$	$T_{min} = 52 \text{ €/MWh} \text{ } 65 \text{ €/MWh}$	$T_{min} = 60 \text{ €/MWh} \text{ } 75 \text{ €/MWh}$
Borne supérieure $I_{max}$	$T_{max} = 94 \text{ €/MWh} \text{ } 118 \text{ €/MWh}$	$T_{max} = 103 \text{ €/MWh} \text{ } 130 \text{ €/MWh}$

Pour les installations de puissance installée supérieure à 500 kW :

	Installations de haute chute	Installations de basse chute
Borne inférieure $I_{min}$	$T_{min} = 50 \text{ €/MWh} \text{ } 63 \text{ €/MWh}$	$T_{min} = 49 \text{ €/MWh} \text{ } 62 \text{ €/MWh}$
Borne supérieure $I_{max}$	$T_{max} = 102 \text{ €/MWh} \text{ } 128 \text{ €/MWh}$	$T_{max} = 92 \text{ €/MWh} \text{ } 116 \text{ €/MWh}$

L'arrêté du 13 décembre 2016 prévoit également une indexation des valeurs de  $I_{min}$  et  $I_{max}$  : à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, elles sont indexées annuellement au 1<sup>er</sup> janvier par l'application du coefficient K. Compte-tenu de la nouvelle formule d'indexation K mise en place dans le projet d'arrêté modificatif,  $I_{min}$  et  $I_{max}$  seraient désormais indexés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 avec la nouvelle formule.

#### 4.2.2. Méthodologie appliquée

Comme pour les installations neuves, la CRE effectue une analyse normative de la rentabilité des installations. Les principales hypothèses prises en compte sont les suivantes :

- le niveau du tarif dépend directement des coûts d'investissement pour les installations rénovées. La CRE étudie trois niveaux : les seuils minimum et maximums  $I_{min}$  et  $I_{max}$ , ainsi qu'un niveau d'investissement intermédiaire  $I$  égal à la moyenne des deux seuils. Les valeurs de  $I_{min}$  et  $I_{max}$  prises en compte sont celles définies dans l'arrêté<sup>26</sup>, indexées ensuite selon la formule d'indexation K mentionnée en section 4.3;
- les coûts d'exploitation, le productible et le niveau d'inflation repris sont ceux utilisés pour l'analyse des installations neuves en section 4.3.

#### 4.2.3. Résultats de l'analyse

Au premier abord, la CRE constate que les valeurs  $I_{min}$  et  $I_{max}$  qui définissent le niveau du soutien suivant les investissements de rénovation sont indexés de façon rétroactive avec la nouvelle formule de K, contrairement aux tarifs associés qui correspondent de fait à ceux proposés dans l'arrêté du 13 décembre 2016, indexés suivant la formule du coefficient K actuellement en vigueur.

#### TRI Projet avant impôts dans le cas de base

Hypothèses	Haute chute		Basse chute	
	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW
$I_{min} = 680 \text{ €/kW}$	19,9%	19,8%	21,5%	15,0%
<b>Cas moyen : <math>I = 2040 \text{ €/kW}</math></b>	<b>9,9%</b>	<b>11,2%</b>	<b>10,7%</b>	<b>8,1%</b>
$I_{max} = 3400 \text{ €/kW}$	7,7%	9,3%	8,3%	6,6%

Le cas de référence présente une rentabilité élevée sur le cas de coûts d'investissements moyens, et même particulièrement excessive pour des programmes d'investissements approchant le seuil  $I_{min}$ . Ce constat confirme l'analyse réalisée dans le cadre du rapport de 2020 qui aboutissait au même constat. La CRE recommande donc de réduire les niveaux  $T_{min}$  sur tous les segments proposés dans le projet d'arrêté modificatif, comme précisé ci-après.

<sup>25</sup> Le tableau présenté est corrigé d'une erreur manifeste dans la saisine d'inversions des valeurs  $T_{max}$  de haute chute et  $T_{min}$  de basse chute.

<sup>26</sup> Respectivement 500 €/kW et 2500 €/kW.



**Sensibilité du TRI Projet avant impôts en fonction du niveau de productible**

Dans le tableau qui suit, on considère comme cas de référence un investissement initial I de 2040 €/kW.

Hypothèses	Haute chute		Basse chute	
	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500kw- 1 MW
Productible de référence + 1000 hepp/an	15,4%	16,8%	16,7%	13,7%
Productible de référence + 500 hepp/an	12,7%	14,1%	13,8%	11,0%
<b>Scénario de référence</b>	<b>9,9%</b>	<b>11,2%</b>	<b>10,7%</b>	<b>8,1%</b>
Productible de référence - 500 hepp/an	4,4%	5,7%	4,9%	2,0%
Productible de référence - 1000 hepp/an	3,4%	4,6%	3,5%	0,9%

L'analyse fait apparaitre, de façon plus significative que pour les installations neuves, des rentabilités très importantes pour les installations qui bénéficieraient de conditions d'hydraulicité supérieures au cas de référence.

**Proposition de la CRE**

La CRE constate de forts niveaux de rentabilité pour les installations rénovées dont les coûts d'investissement approchent le niveau I<sub>min</sub>. **La CRE propose ainsi une réduction de T<sub>min</sub> de l'ordre de 10 €/MWh pour les installations de basse chute de puissance supérieure à 500 kW, de l'ordre de 20 €/MWh pour les installations de basse chute de puissance inférieure à 500 kW et une réduction de T<sub>min</sub> de l'ordre de 20 €/MWh pour les installations de haute chute.** L'analyse de rentabilité associée montre des niveaux de TRI Projets plus cohérents au vu des risques de développement associés à la filière.

Hypothèses	Haute chute		Basse chute	
	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW	0 - 500 kW	500 kW - 1 MW
Modification proposée de Tmin en €/MWh	65 → 45	63 → 43	75 → 55	62 → 52
I <sub>min</sub> = 680 €/kW	19,9% → 7,2%	19,8% → 7,2%	21,5% → 9,2%	15,0% → 8,4%
<b>Cas moyen : I=2040 €/kW</b>	<b>9,9% → 7,6%</b>	<b>11,2% → 9,0%</b>	<b>10,7% → 8,5%</b>	<b>8,1% → 6,9%</b>
I <sub>max</sub> = 3400 €/kW	7,7%	9,3%	8,3%	6,6%

**4.3. Indexation des tarifs**

**4.3.1. Modifications apportées par le projet d'arrêté modificatif**

Le projet d'arrêté modificatif prévoit de modifier la formule du coefficient d'indexation K, permettant l'indexation des tarifs avant la mise en service des installations ;

$$K = (1 + 4 * (TauxDette_E - TauxDette_C)) * (0,05 + 0,33 \frac{ICHTrev - TS_E}{ICHTrev - TS_C} + 0,19 \frac{FM0ABE0000_E}{FM0ABE0000_C} + 0,04 \frac{IndexCu_E}{IndexCu_C} + 0,25 \frac{IndexAcier_E}{IndexAcier_C} + 0,14 \frac{TP02_E}{TP02_C})$$

Formule dans laquelle :

- *TauxDette<sub>E</sub>* est la moyenne des valeurs définitives des indices IBOXX € CORPORATES 10-15 – Annual Yield (ISIN : DE000A0ME5S6) sur les trois mois civils précédant le 1<sup>er</sup> jour du 15<sup>e</sup> mois avant la mise en service. *TauxDette<sub>E</sub>* est exprimé comme un nombre décimal (par exemple 5% vaut 0,05) ;
- *TauxDette<sub>C</sub>* est la moyenne des valeurs définitives des indices IBOXX € CORPORATES 10-15 – Annual Yield (ISIN : DE000A0ME5S6) sur les trois mois civils précédant le 1<sup>er</sup> jour du 3<sup>e</sup> mois avant le mois de l'entrée en vigueur de l'arrêté modificatif objet de cette délibération. *TauxDette<sub>C</sub>* est exprimé comme un nombre décimal (5% vaut 0,05) ;





- $ICHTrev - TS_E$  est la dernière valeur définitive connue, au 1<sup>er</sup> janvier de l'année de la demande complète de contrat, de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- $FMOABE0000_E$  est la dernière valeur définitive connue, au 1<sup>er</sup> janvier de l'année de la demande complète de contrat, de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- $IndexCu_E$  est la dernière valeur définitive connue, au 1<sup>er</sup> janvier de l'année de la demande complète de contrat, de l'indice FDB0D244400 identifiant 010534659 (CPF 24.44 – Cuivre – Production de l'industrie française pour le marché français – Prix de base) ;
- $IndexAcier_E$  est la dernière valeur définitive connue, au 1<sup>er</sup> janvier de l'année de la demande complète de contrat, de l'indice FDB0D241000 identifiant 010536462 (CPF 24.10 – Acier – Produits sidérurgiques de base et ferroalliages – Production de l'industrie française pour le marché français – Prix de base) ;
- $TP02_E$  est la dernière valeur définitive connue, au 1<sup>er</sup> janvier de l'année de la demande complète de contrat, de l'indice TP02 identifiant 0017110987 – Travaux de génie civil et d'ouvrages d'art neufs ou rénovation ;
- $ICHTrev - TS_C$ ,  $FMOABE0000_C$ ,  $IndexAcier_C$ ,  $IndexCu_C$  et  $TP02_C$  sont les dernières valeurs définitives connues à la date de publication du présent arrêté

Les tarifs sont de plus toujours indexés sur toute la durée du contrat par le coefficient L. Celui-ci est modifié par le projet d'arrêté modificatif :

$$L = 0,6 + 0,3 \frac{ICHTrev - TS}{ICHTrev - TS_0} + 0,1 \frac{FMOABE0000}{FMOABE0000_0}$$

Formule dans laquelle :

- $ICHTrev-TS$  est la dernière valeur définitive connue au 1er janvier de chaque année de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- $FMOABE0000$  est la dernière valeur définitive connue au 1er janvier de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- $ICHTrev-TS_0$  et  $FMOABE0000_0$  sont les dernières valeurs définitives connues à la date de prise d'effet du contrat d'achat.

#### 4.3.2. Analyse de la CRE

La CRE accueille favorablement l'évolution des formules d'indexation, qui relève notamment de la mise en cohérence par rapport au cahier des charges de l'appel d'offres « Petite hydroélectricité ».

Cependant, le projet d'arrêté modificatif prévoit d'indexer le tarif de l'installation entre la date de parution de l'AT H16 initial et le 1<sup>er</sup> janvier précédant la date de demande complète de contrat, pour tous les indices INSEE. L'indice relatif au coût de la dette est, lui, pris entre la date de parution de l'arrêté et 12 mois avant la mise en service de l'installation.

La CRE recommande :

- d'uniformiser ces dates, afin que tous les indices de début et de fin d'indexation soient considérés au même moment ;
- d'appliquer l'indexation par le coefficient K depuis la date de parution du présent arrêté modificatif et jusqu'à la sécurisation de l'investissement : en effet, le producteur dispose de quatre ans après sa demande de contrat pour mettre en service son installation. Ses coûts peuvent donc encore évoluer jusqu'au bouclage financier.

La CRE recommande donc d'indexer les tarifs jusqu'à 12 mois après la date à laquelle les projets sont purgés de tout recours, date qui vise à se rapprocher de la date du bouclage financier.

Afin d'éviter que des dossiers ne soient redéposés régulièrement dans l'optique d'obtenir un tarif plus avantageux, la CRE recommande en outre d'interdire la possibilité de redéposer une demande de contrat, sauf si le producteur est en mesure de justifier sa demande avec une validation de la dérogation par le ministre. Le critère de nouveauté tel que proposé au paragraphe 2.2 devrait cependant toujours s'appliquer : le producteur devrait donc fournir une attestation sur l'honneur certifiant que les travaux n'ont pas démarré.

Une exception à cette interdiction de re-dépôt pourrait exceptionnellement s'appliquer aux installations ayant déposé une demande de contrat antérieurement à la parution de cet arrêté (et ayant pu voir leurs coûts fortement augmenter du fait de la crise), leur permettant de bénéficier des conditions modifiées du présent arrêté. De même que précédemment, les producteurs devront attester sur l'honneur que les travaux n'ont pas débuté.

## 5. DELAI SUPPLEMENTAIRE POUR LA PRISE D'EFFET DU CONTRAT DE COMPLEMENT DE REMUNERATION ET POSSIBILITE DE VENDRE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE SUR LE MARCHÉ AVANT L'ENTREE EN VIGUEUR DU CONTRAT DE SOUTIEN

### 5.1. Modifications apportées par le projet d'arrêté modificatif

#### Cas général

L'arrêté actuellement en vigueur prévoit une obligation pour le producteur de transmettre l'attestation de conformité de son installation, conformément aux dispositions de l'article R. 314-7 du code de l'énergie, au plus tard 4 ans après sa demande complète de contrat. Cette date butoir peut être prolongée dans les trois cas de figure suivants :

- sous certaines conditions, lorsque la mise en service de l'installation est retardée par la réalisation des travaux de raccordement. Dans ce cas le producteur dispose d'un délai de deux mois à compter de la fin des travaux de raccordement pour transmettre son attestation de conformité ;
- lorsque la mise en service de l'installation est retardée du fait d'un recours contentieux exercé à l'encontre d'une ou plusieurs décisions administratives liées à l'autorisation de l'installation. Dans ce cas la date butoir est reportée de la durée de traitement de ces recours ;
- en cas de force majeure dûment justifiée par le producteur.

En cas de dépassement du délai de 4 ans, éventuellement prolongé conformément aux cas détaillés ci-dessus, la durée du contrat est réduite de la durée du dépassement.

Dans le projet d'arrêté modificatif objet de la présente délibération, le contrat prend nécessairement effet le premier du mois suivant la fourniture de l'attestation de conformité. Dans l'AT H16 initial, le contrat prenait effet à la date souhaitée par le producteur, qui devait forcément être un premier du mois et après la transmission de l'attestation de conformité. L'arrêté modificatif précise en outre qu'il est interdit pour l'installation de produire de l'électricité avant la fourniture de l'attestation de conformité, dans le cadre d'un contrat commercial ou en autoconsommation. Il est précisé que les installations « *qui injectent de l'électricité après le 1<sup>er</sup> du mois suivant la date limite de transmission de l'attestation de conformité* » ne peuvent bénéficier d'un contrat de soutien.

#### Exceptions pour certaines installations

Par exception, la date limite de transmission de l'attestation de conformité est repoussée rétroactivement de 18 mois supplémentaires, pour l'ensemble des installations :

- dont la demande complète de contrat a eu lieu avant le 1<sup>er</sup> juillet 2022 ;
- et dont la mise en service a lieu entre le 1<sup>er</sup> septembre 2022 et le 31 décembre 2024.

Ces installations pourraient donc, dans un cas extrême, bénéficier de cinq ans et demi pour transmettre leur attestation de conformité (nécessaire à la prise d'effet du contrat de soutien) à la suite de la demande complète de contrat (hors cas de prolongation des délais).

Par ailleurs, il est prévu que ces installations pourraient injecter de l'électricité sur le réseau avant la transmission de leur attestation de conformité, et donc avant la prise d'effet du contrat et se rémunérer directement sur les marchés de gros (hors contrat de soutien) jusqu'au premier jour du mois suivant la date limite (repoussée) de transmission de l'attestation de conformité. Lorsque l'installation est prête à injecter de l'électricité pour la première fois, le producteur a ainsi le choix entre faire débiter son contrat de soutien ou bénéficier, pendant une certaine période, de prix de marché éventuellement plus élevés que le niveau du soutien.

### 5.2. Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la définition de la date de prise d'effet du contrat prévue par le projet d'arrêté modificatif, en cohérence avec ce qui était prévu lors de la 5<sup>e</sup> et dernière période de l'appel d'offres « AO2 Petite Hydroélectricité » qui s'est clôturée en janvier 2023. Cette définition est de nature à inciter les producteurs à une mise en exploitation rapide de leur installation dès son achèvement complet, sans leur laisser d'arbitrage quant à la possibilité de vendre leur électricité sur les marchés de gros en amont de la prise d'effet du contrat de soutien. **De plus, la CRE estime que cette disposition devrait s'appliquer aux installations ayant déjà déposé leur demande de contrat mais n'ayant pas encore signé leur contrat de soutien à la date de publication du présent arrêté.**

Par ailleurs, la CRE accueille favorablement la précision quant à l'interdiction de percevoir une rémunération hors contrat de soutien, qui permet d'éviter tout effet d'aubaine pour les producteurs.

S'agissant de la mention « *Les installations qui injectent de l'électricité après le premier du mois suivant la date limite de transmission de l'attestation de conformité ne peuvent plus bénéficier ni de l'obligation d'achat, ni du complément de rémunération* », la CRE recommande d'ajouter qu'il s'agit là des installations injectant de l'électricité dans le cadre d'un contrat commercial ou en autoconsommation.

Concernant les exceptions mises en œuvre pour les installations ayant déposé leur demande de contrat avant le 1<sup>er</sup> juillet 2022 et se mettant en service entre le 1<sup>er</sup> septembre 2022 et le 31 décembre 2024, la CRE n'y est pas favorable. Cette mesure a certes été introduite sur l'arrêté tarifaire éolien notamment. Prise dans des circonstances exceptionnelles, elle avait pour but de répondre en urgence à la forte hausse des coûts d'investissement et de financement à la suite de la crise sanitaire et dans un contexte d'explosion des prix de l'énergie. Si les prix de marché ne sont pas encore revenus à leurs niveaux d'avant-crise, ils se sont néanmoins stabilisés en moyenne à des niveaux globalement semblables ou inférieurs aux tarifs de l'arrêté du 13 décembre 2016<sup>27</sup>. Il n'y a dès lors plus aucune incitation pour les producteurs d'aller vendre pour quelques mois leur électricité sur le marché. **Au vu de la complexité opérationnelle que cette mesure peut engendrer, la CRE y est donc défavorable**, d'autant que ses effets sont mal maîtrisés. Cependant, afin de soutenir les installations ayant déposé une demande de contrat en amont de la hausse des coûts d'investissement et de financement, **la CRE réitère sa recommandation présentée au paragraphe 4.3.2 de laisser la possibilité aux projets ayant demandé un contrat avant la parution du présent arrêté et dont les travaux n'ont pas encore commencé, de redéposer une demande de contrat afin de bénéficier des conditions du présent arrêté.**

## 6. APPLICATION RETROACTIVE DES MODIFICATIONS INTRODUITES PAR LE PROJET D'ARRETE MODIFICATIF

### 6.1. Modifications apportées par le projet d'arrêté modificatif

L'article 15 du projet d'arrêté modificatif permet aux producteurs ayant conclu un contrat de complément de rémunération sur la base de l'arrêté du 13 décembre 2016 de bénéficier pour l'avenir :

- de la formule d'indexation du coefficient L définie dans le projet d'arrêté modificatif ;
- de la mensualisation du pas de temps de calcul de la référence de prix de marché du complément de rémunération introduite dans le présent projet d'arrêté.

Les producteurs souhaitant bénéficier de ces modifications en font la demande au co-contractant avant le 31 décembre 2024. Le changement des conditions est définitif.

### 6.2. Analyse de la CRE

Les projets éligibles à un contrat de complément de rémunération et ayant réalisé une demande de contrat avant la parution du présent projet d'arrêté modificatif disposent d'un contrat basé sur une référence de prix  $M_0$  défini à une maille annuelle. Cependant, des difficultés ont été remontées par la filière depuis 2022, notamment dans un contexte de prix de gros de l'énergie très élevés et volatils. Ainsi, de nombreux projets ayant déjà commencé leurs travaux, et donc ne pouvant plus demander un nouveau tarif, se retrouvent bloqués.

**La CRE avait déjà recommandé au ministère de la transition énergétique une modification rétroactive des contrats afin de faire évoluer la définition du prix de référence pour le calcul du complément de rémunération et d'utiliser une référence mensuelle. Elle est donc favorable à cette disposition.**

**Elle est aussi favorable à la possibilité de modification rétroactive du coefficient d'indexation L**, le coefficient proposé dans le projet d'arrêté modificatif étant plus à même de refléter les évolutions des OPEX des projets.

Pour faciliter la mise en œuvre opérationnelle de ces dispositions, **elle recommande cependant de ne pas laisser le choix sur les dispositions auxquelles souhaite être soumis le producteur qui en fait la demande** : il pourrait seulement choisir entre modifier les deux dispositions (définition mensuelle du prix de référence et formule d'indexation L telle que définie dans le projet d'arrêté modificatif) ou n'en modifier aucune.

**Par ailleurs, la CRE recommande de modifier la formulation de l'article 15 afin de prendre en compte toutes les modifications dans la formule de calcul du complément de rémunération emportées par la modification de la définition du prix de référence** : « [...] peuvent bénéficier des dispositions prévues aux points I à V de l'article 13 et au point 2 de l'annexe IV modifiée par l'article 14 [...]. L'octroi du bénéfice des dispositions prévues aux points I à V de l'article 13 et au point 2 de l'annexe IV modifiée par l'article 14 [...] »

<sup>27</sup> La moyenne des cotations sur le mois de novembre 2023 pour le produit CAL24 était de 117 €/MWh, de 111,5 €/MWh pour le CAL25 et de 98,0 €/MWh pour le CAL26.

### 3. AVIS DE LA CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courrier reçu le 11 octobre 2023 par la ministre de la transition énergétique d'un projet d'arrêté modifiant l'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. Ce projet d'arrêté a notamment pour objectif de :

- mettre à jour les tarifs de référence pour l'obligation d'achat et pour le complément de rémunération, sans prévoir de rehaussement par rapport aux tarifs actuellement en vigueur pour une nouvelle demande de contrat mais en appliquant la formule d'indexation par le coefficient K depuis l'entrée en vigueur de l'AT H16) ;
- modifier les formules d'indexation de ces tarifs (coefficients d'indexation K et L) ;
- modifier la définition du prix de référence  $M_0$  pour le calcul du complément de rémunération ;
- modifier les délais pour la prise d'effet des contrats de soutien ;
- introduire la possibilité pour les producteurs ayant déjà signé leur contrat de soutien de bénéficier de certaines de ces modifications pour l'avenir.

La CRE rappelle que les petites installations hydro-électriques présentent des caractéristiques en matière de coûts, de mode de fonctionnement, et de contraintes environnementales très hétérogènes. Par ailleurs, la CRE ne dispose pas de base de données récente exhaustive des caractéristiques technico-économiques de la filière, car les installations de puissance supérieure à 1 MW candidatant aux appels d'offre « petite hydro-électricité » ne sont pas dans l'obligation de transmettre un plan d'affaires dans leur dossier de candidature. Pour ces raisons, il est particulièrement difficile de dimensionner un dispositif de soutien pour la petite hydro-électricité sous la forme d'un guichet ouvert.

S'agissant de l'éligibilité au présent guichet ouvert, la CRE est favorable :

- à l'évolution des seuils d'éligibilité à l'obligation d'achat, en phase avec les lignes directrices de la Commission européenne de 2022, mais recommande de réaliser un retour d'expérience multi-filières, d'ici fin 2024, sur la capacité des exploitants de petites unités de production à trouver des offres d'agrégation ;
- aux clarifications apportées s'agissant de l'appréciation de la puissance installée des installations de débit réservé et des installations situées sur le même cours d'eau.

La CRE prend acte de la possibilité pour les installations disposant d'un système de stockage de bénéficier du complément de rémunération ou de l'obligation d'achat, sous réserve qu'il soit assuré que l'énergie utilisée pour remplir le dispositif de stockage provient bien de l'installation hydroélectrique grâce à un système de compteurs adaptés.

La CRE recommande de compléter la définition de la nouveauté de l'installation, en limitant l'accès au guichet ouvert aux installations dont les travaux liés au projet n'ont pas encore débuté au moment du dépôt de la demande de contrat.

S'agissant des modalités de calcul du complément de rémunération, la CRE :

- est favorable à la mensualisation de la référence de prix de marché  $M_0$ , qui devrait corriger les distorsions de revenus pouvant être constatées aujourd'hui entre les installations présentant des saisonnalités de production hétérogènes ;
- recommande de modifier la prise en compte de la capacité dans le complément de rémunération, afin de définir le prix de référence pour la valorisation des garanties de capacité de la même manière pour toutes les années du contrat, à savoir comme le prix observé lors de la dernière enchère précédant l'année de livraison, y compris pour la première année du contrat de soutien.

Concernant les évolutions tarifaires proposées pour les nouvelles installations, après avoir mené une analyse de rentabilité de la filière, la CRE recommande :

- d'augmenter d'environ 15 à 25 €/MWh le tarif de référence applicables aux installations de basse chute de puissance installée supérieure à 500 kW ;
- de réduire d'environ 10 €/MWh les tarifs d'achat et tarifs de référence applicables aux installations turbinant des débits réservés ;
- de réduire d'environ 5 €/MWh les deux composantes du tarif horosaisonnalisé.

De plus, afin d'éviter des rentabilités excessives pour des projets ayant un facteur de charge significativement supérieur à la moyenne de la filière :

- la CRE recommande de diminuer les plafonds applicables aux installations de haute et basse chutes, au-delà desquels les tarifs d'achat sont de 40 €/MWh (non indexés) et les compléments de rémunération ne sont plus versés aux producteurs : elle propose de les porter à 80 000 heures équivalentes pleine puissance pour la durée du contrat de soutien, soit 4000 heures équivalentes pleine puissance par an en moyenne sur la durée du contrat ;
- la CRE recommande de la même façon d'instaurer un plafond équivalent de 140 000 heures équivalentes pleine puissance pour la durée du contrat de soutien pour les installations turbinant des débits réservés, soit 7000 heures équivalentes pleine puissance par an en moyenne sur la durée du contrat.

Concernant les évolutions tarifaires proposées pour les installations rénovées, la CRE recommande de réduire le tarif Tmin pour tous les segments :

- de l'ordre de 20€/MWh pour les installations de haute chute, et pour les installations de basses chute de puissance installée inférieure à 500 kW.
- de l'ordre de 10 €/MWh pour les installations de basse chute de puissance installée supérieure à 500 kW.

Si la CRE est favorable à la modification des formules d'indexation, elle recommande d'indexer les tarifs de soutien entre la parution de l'arrêté modificatif, objet de cette délibération, et 12 mois après la date à laquelle les projets sont purgés de tout recours, afin de se rapprocher au maximum de la date du bouclage financier des projets. En outre, la CRE recommande d'interdire la possibilité pour une installation de redéposer une demande de contrat, sauf cas exceptionnel justifiable auprès de la ministre. Une dérogation pourrait s'appliquer aux installations qui ont déposé leur demande de contrat avant la parution de cet arrêté modificatif, n'ont pas encore débuté leurs travaux et ont subi la hausse des coûts et des taux d'intérêt.

La CRE accueille favorablement la modification concernant la date de prise d'effet du contrat de soutien, qui serait forcément le premier jour du mois suivant la transmission de l'attestation de conformité. Elle estime que cette disposition devrait aussi s'appliquer aux contrats ayant déjà déposé une demande mais n'ayant pas encore signé leur contrat de soutien. La CRE est défavorable à la mesure exceptionnelle repoussant de 18 mois la date limite de transmission de l'attestation de conformité pour certaines installations et permettant aux installations de vendre leur production sur les marchés de gros pendant une certaine période, car la complexité opérationnelle de ces dispositifs est trop importante et n'est plus justifiée alors même que les prix de gros de l'électricité sont redescendus en dessous ou au niveau des tarifs de soutien.

La CRE est favorable à la possibilité pour les producteurs disposant déjà d'un contrat de bénéficier, à l'avenir, de la mensualisation du MO et de la modification du coefficient L. Elle recommande cependant de ne pas laisser le choix au producteur de ne modifier qu'une seule des deux composantes.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique.

**Délibéré à Paris, le 14 décembre 2023.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**