



Paris, le 10 juillet 2014

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur la méthodologie d'appréciation des coûts d'investissement et d'exploitation d'un moyen de production d'électricité dans les zones non interconnectées

Le caractère insulaire de certaines zones non interconnectées (ZNI), les contraintes géographiques (régions montagneuses et volcaniques, *etc.*), la relative faiblesse des infrastructures portuaires et routières, notamment, imposent le recours pour ces zones à des solutions technologiques différentes de celles développées en métropole, à l'origine d'importants surcoûts de production d'électricité : le prix de revient moyen du MWh produit est sensiblement supérieur aux tarifs réglementés de vente (TRV) garantis par la péréquation tarifaire. Ce surcoût est financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Les charges de service public dans les ZNI comprennent les surcoûts de production des fournisseurs historiques, les surcoûts liés aux contrats d'achat d'énergie signés entre un producteur tiers et le fournisseur historique et les charges dues à l'application des dispositifs sociaux.

En application du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004, les surcoûts de production et les surcoûts d'achat sont calculés comme l'écart entre le coût de production « *normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone* » et la part production du tarif réglementé de vente.

- Dans le cas des fournisseurs historiques, à savoir EDF systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) et Electricité de Mayotte (EDM), le coût de production « normal et complet » est calculé au pas annuel sur la base des coûts constatés dans leur comptabilité appropriée dont les règles sont établies par délibération de la CRE en application de l'article L.121-9 du code de l'énergie ;
- Dans le cas d'un producteur tiers, le projet de contrat avec le fournisseur historique est soumis au préalable à la CRE afin qu'elle évalue le coût de production « normal et complet » de l'installation considérée¹. *De facto*, la somme versée au producteur, à savoir le prix d'achat de l'électricité figurant dans le contrat, est établie sur la base de ce coût. La CRE dispose de deux mois pour rendre son avis sur ce projet de contrat. Ces contrats sont des contrats de gré-à-gré.

¹ En application des termes du paragraphe V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité, « *le projet de contrat entre le producteur et l'organisme de fourniture d'électricité est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. (...) La Commission évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone, en appliquant le taux de rémunération du capital immobilisé fixé par arrêté (...). [Elle] notifie aux parties, dans les deux mois après réception du dossier, le résultat de son évaluation, la compensation [étant] basée sur cette évaluation* ».

La présente consultation porte uniquement sur l'évaluation par la CRE des coûts d'investissement et d'exploitation d'un moyen de production d'électricité dans les zones non interconnectées. La méthodologie proposée s'appliquera aux nouveaux investissements des fournisseurs historiques et des producteurs tiers.

Une consultation ultérieure concernera les ouvrages de stockage et de maîtrise de la demande auxquels la loi de finance rectificative pour 2012 a étendu le périmètre des charges couvertes par la CSPE.

Afin d'améliorer la transparence et la prévisibilité de son action, la CRE envisage de prendre une délibération portant communication, exposant la méthodologie d'appréciation des coûts d'investissement et d'exploitation d'un moyen de production d'électricité dans les zones non interconnectées retenue.

Glossaire

CRE	Commission de régulation de l'énergie.
CSPE	Contribution au service public de l'électricité.
EOD	L'équilibre entre l'offre et la demande de l'électricité.
ZNI	Zones non interconnectées, à savoir : la Corse, la Guadeloupe, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, la Réunion, la Martinique, Saint-Pierre et Miquelon, Mayotte et les îles bretonnes des Glénans, Ouessant, Molène et Sein ainsi que l'île de Chausey.
Fournisseur historique	EDF systèmes électriques insulaires (EDF SEI) et Electricité de Mayotte (EDM), gestionnaires des réseaux électriques locaux et des installations de leur propre parc de production, et acheteurs de l'électricité produite par les installations de producteurs tiers.
Producteur tiers	Une société ou un groupement de sociétés souhaitant vendre à EDF SEI ou EDM, dans le cadre d'un contrat négocié, l'électricité produite à partir d'une installation située en ZNI qu'il a financée et qu'il exploite (ou dont il a délégué l'exploitation à un tiers).
Porteur de projet	Producteur tiers ou fournisseur historique qui envisage de réaliser un investissement dans une unité de production d'électricité en ZNI.
Producteur	Producteur tiers ou fournisseur historique qui exploite une unité de production d'électricité en ZNI.
Compensation	Le montant versé au fournisseur historique au titre des charges qu'il supporte du fait de la conclusion du contrat de gré-à-gré (<i>ie</i> la somme de la prime fixe et du prix proportionnel, prévus dans le projet de contrat d'achat puis évalués par la CRE). En pratique, ce montant correspond au montant des factures payées par le fournisseur historique au producteur tiers.

1. Contexte

1.1 Périmètre des charges dans les ZNI

Dans les ZNI les charges de service public couvertes par la CSPE sont constituées par :

- les **surcoûts de production** d'électricité à partir des installations appartenant aux fournisseurs historiques ;
- les **surcoûts d'achat** d'électricité dans le cadre des contrats conclus entre les producteurs tiers et les fournisseurs historiques :
 - o Contrats d'obligation d'achat (arrêtés tarifaires)
 - o Contrats conclus à l'issue d'appels d'offres
 - o Contrats de gré-à-gré

- les coûts résultant de l'application et la mise en œuvre des **dispositifs sociaux** : tarification de première nécessité et versement au fond de solidarité logement (dans la délibération de la CRE relative aux charges de service public, ces charges sont présentées à la maille du territoire (métropole et ZNI) car il n'y a pas de spécificités régionales dans les modalités d'application).

Par ailleurs, de nouvelles dispositions législatives prévoient une extension du périmètre des charges couvertes par la CSPE dans les ZNI. L'article 60 de la loi n°2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012 (LFR 2012) a étendu le périmètre des charges aux :

- coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique ;
- surcoûts d'achats d'électricité pour des contrats signés avec des producteurs non locaux;
- coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité.

Ce texte doit être complété par un arrêté fixant les conditions de rémunération du capital immobilisé dans les moyens de production, de stockage d'électricité ou nécessaires aux actions de maîtrise de la demande et par un décret (actuellement au Conseil d'Etat) précisant les modalités d'application.

La présente consultation traite :

- des surcoûts de production exposés dans la comptabilité appropriée par les fournisseurs historiques au titre des installations qu'ils exploitent en propre ;
- des surcoûts d'achat, résultant des conditions contractuelles des contrats de gré-à-gré signés entre un producteur tiers et un fournisseur historique, celui-ci les traduisant ensuite dans la comptabilité appropriée.

1.2 Notion de coût normal et complet

Le coût de production « normal et complet » mentionné dans le décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 correspond aux coûts de construction et d'exploitation d'une installation de production permettant :

- d'apporter la solution la plus économique pour satisfaire le besoin du système électrique identifié dans le bilan prévisionnel du gestionnaire de réseau de la zone considérée,
- ou de répondre à un objectif de politique énergétique prévu par la programmation pluriannuelle des investissements.

Ce coût « normal et complet » tient compte par ailleurs de préoccupations spécifiques qui s'apprécient en fonction des caractéristiques propres à la zone : densité du réseau électrique, éloignement des centres économiques, etc.

Le coût « normal et complet » est composé :

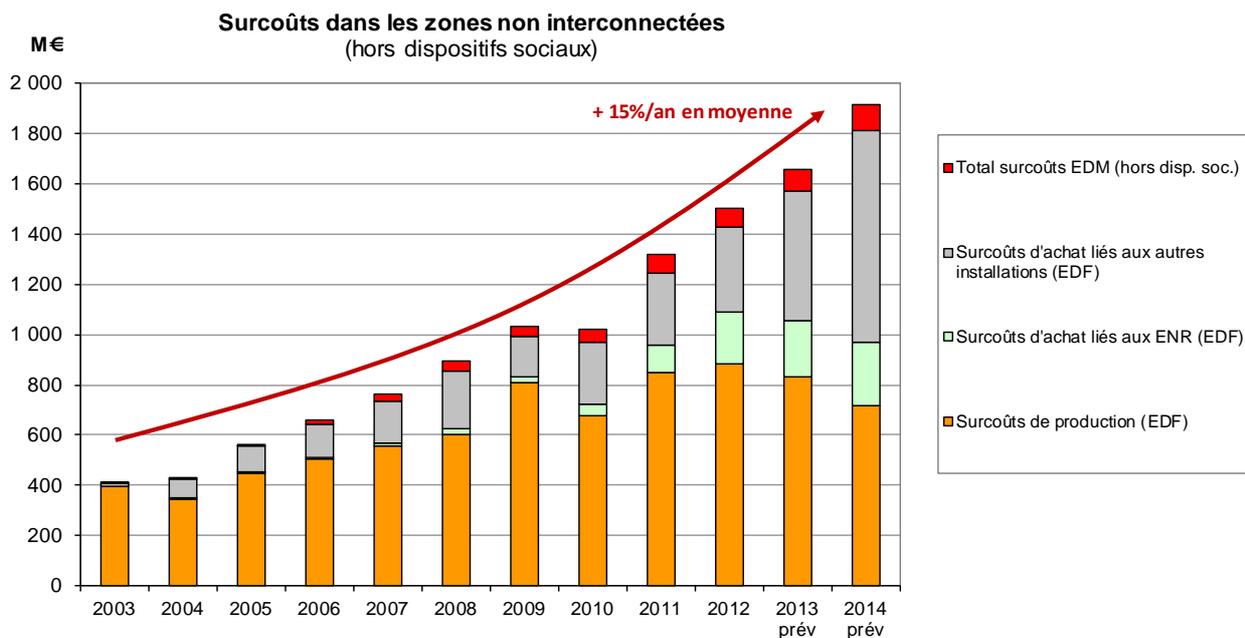
- d'une prime fixe qui vient couvrir les coûts fixes d'exploitation et les charges du capital² ;
- et d'un prix proportionnel qui vient couvrir les coûts proportionnels d'exploitation.

1.3 Objet de la consultation

Le rôle de la CRE dans les ZNI s'inscrit dans un cadre défini par trois contraintes principales qui peuvent s'avérer difficiles à concilier : (i) assurer la sécurité d'approvisionnement et maintenir l'équilibre offre-demande, (ii) développer les énergies renouvelables et (iii) maîtriser les charges de service public financées par la CSPE. Le cadre législatif et réglementaire actuel ne prévoit pas en revanche la manière dont la CRE doit procéder pour arbitrer entre ces contraintes dans le cadre de ses analyses.

Depuis 2011, la fréquence de saisine de la CRE sur des projets de contrats de gré-à-gré ou sur des projets d'avenants à des contrats existants relatifs à une révision des conditions d'achat initiales a considérablement augmenté. Par ailleurs, les acteurs souhaitant investir dans les ZNI sont de plus en plus nombreux et diversifiés.

² Les charges du capital couvrent la rémunération du capital immobilisé avec un taux fixé par l'arrêté du 23 mars 2006 à 11 % nominal avant impôt ainsi que les amortissements.



N.B. La diminution des surcoûts de production d'EDF SEI et l'augmentation parallèle des surcoûts d'achat liés aux autres installations s'expliquent par le déclassement progressif de centrales exploitées par EDF SEI et par leur remplacement par de nouvelles unités exploitées par EDF PEI (producteur tiers).

Dans ce contexte, la CRE estime utile de préciser les modalités d'appréciation des coûts prévisionnels et les éléments à fournir en vue de la détermination du niveau de la prime fixe et du prix proportionnel fixés dans les contrats de gré-à-gré.

Il est par ailleurs nécessaire d'assurer l'homogénéité des méthodologies d'analyse des projets d'investissement portés par les fournisseurs historiques et les producteurs tiers.

Ainsi, la Commission de régulation de l'énergie consulte les parties intéressées sur les éléments constitutifs de son projet de méthodologie d'analyse et d'appréciation des coûts des projets d'investissement dans les moyens de production d'électricité développés dans les zones non interconnectées. Les modalités d'application sont précisées au point 4.

Les réponses devront parvenir, avant le 1^{er} août minuit, sous format numérique à l'adresse suivante : zni@cre.fr. Il est possible d'exprimer un avis libre en fin de document.

Les contributions pour lesquelles les acteurs ne précisent pas qu'elles sont confidentielles pourront être publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi. Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que la confidentialité ou l'anonymat de votre réponse soient garantis.

2. Analyse des projets portés par les fournisseurs historiques et les producteurs tiers

Le présent paragraphe décrit, pour chaque phase des projets, les modalités de l'analyse et la méthodologie que la CRE envisage d'appliquer pour apprécier et déterminer les éléments qui peuvent faire l'objet d'une compensation :

- au titre des surcoûts d'achat dans le cas des contrats conclus avec les producteurs tiers, *ie* les éléments qui peuvent être intégrés dans le calcul de la prime fixe et du prix proportionnel ;
- au titre des surcoûts de production dans le cas des investissements de production portés par les fournisseurs historiques.

2.1 Phase préliminaire au développement et à la construction

Dans le cas où un projet n'est pas réalisé, et sauf disposition contraire explicitement prévue par les textes réglementaires, les coûts « échoués » resteront à la charge du porteur de projet et ne feront l'objet d'aucune compensation par la CSPE.

Les charges exceptionnelles qui résulteront du défaut de réalisation d'un projet, notamment celles consécutives à des obligations de service public liées au maintien de l'équilibre offre-demande par EDF SEI ou EDM (par exemple la location d'une TAC mobile), seront prises en compte dans les charges de service public.

2.2 Phase de développement et de construction

2.2.1 Traitement de la rémunération des capitaux investis pendant la phase de construction

Les fournisseurs historiques bénéficient à l'heure actuelle d'une compensation de leurs charges dès lors qu'elles figurent dans la comptabilité appropriée. Les capitaux investis donnent lieu à rémunération dès leur mobilisation, au taux de 11 %. Dans le cas des contrats de gré-à-gré, la rémunération de l'investissement initial est intégrée dans la prime fixe dont les premiers versements interviennent à la mise en service de l'installation (MSI).

Lorsqu'une entreprise réalise un investissement, celui-ci est comptabilisé à l'actif du bilan comme une immobilisation en cours. Celle-ci vient en regard des moyens de financement utilisés pour réaliser l'investissement – capitaux propres ou dettes financières – qui figurent au passif du bilan. Cette écriture comptable dure autant que dure la période d'investissement, laquelle s'étale souvent, pour des raisons techniques, sur plusieurs années. Les intérêts intercalaires viennent dès lors augmenter *de facto* le coût d'investissement initial.

Compte tenu de l'hétérogénéité des moyens de production, il apparaît nécessaire d'encadrer la rémunération des capitaux en cours d'immobilisation pendant la phase de construction dont la durée peut être très variable. La méthodologie adoptée doit répondre à deux critères principaux :

- elle doit permettre un traitement homogène des projets, quelle que soit la technologie retenue, sans remise en cause de leur rentabilité du fait de délais de construction plus ou moins longs ;
- elle doit inciter les producteurs à respecter les délais de construction annoncés lors de la présentation du projet.

Eu égard à ce qui précède, dans le cadre de la phase de développement et construction, la CRE envisage d'appliquer les principes ci-après :

- Pas de prise en compte du coût des éventuels emprunts dans l'assiette de l'investissement initial qui donne lieu ensuite à rémunération et amortissement ;
- La rémunération de l'investissement initial débute à la mise en service industrielle de l'installation ;
- Prise en compte des intérêts intercalaires réels (plafonnés sur la base de 60% du coût initial et d'un taux d'emprunt maximum qui ne peut excéder 50 % du taux de rémunération) à la mise en service industrielle de l'installation sous la forme d'un coût d'exploitation.

(1) Quelle(s) remarque(s) pouvez-vous formuler sur le traitement proposé ?

Que pensez-vous des modalités qui pourraient être appliquées pour la prise en compte des intérêts intercalaires ?

Avez-vous une proposition alternative pour le traitement de la rémunération des capitaux investis pendant la phase de construction et la prise en compte des intérêts intercalaires ?

2.2.2 Prise en compte des aléas dans l'assiette des capitaux rémunérés

Le taux de 11 % sur les capitaux investis rémunère les risques des porteurs de projets.

En conséquence, en vue de déterminer l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération en amont de la réalisation d'un projet, EDF SEI, EDM et les producteurs tiers devront présenter à la CRE leurs coûts d'investissements prévisionnels nets de la provision pour aléas, appuyés de tous les documents justificatifs nécessaires (devis, propositions commerciales, etc.).

Les coûts qui ne peuvent pas être identifiés *ex ante* avec précision devront être évalués avec la meilleure estimation et dûment détaillés et justifiés. Ils seront regroupés sous le poste « divers ».

Les montants d'investissement réellement dépensés feront l'objet d'une révision au cours de la première année de la mise en service de l'installation selon les modalités définies dans la partie 2.2.4. La CRE

propose qu'il ne soit pas possible de réviser à la hausse *ex post* l'assiette des capitaux rémunérés sauf dans les cas visés dans la partie 3.

- (2) Quels éléments de l'investissement initial vous semblent ne pas pouvoir être justifiés par des factures ou des devis au moment de l'envoi du dossier de saisine à la CRE ?

2.2.3 Prise en compte des avantages fiscaux et des subventions

L'assiette d'investissements soumise à l'analyse de la CRE, et faisant l'objet d'une rémunération, sera minorée de tous les avantages fiscaux et de toutes les subventions dont le projet pourrait bénéficier. Le porteur de projet devra déclarer à la CRE l'ensemble des éléments relatifs aux demandes de subvention et de défiscalisation.

Si le montant de défiscalisation et/ou de subvention finalement accordé s'avère plus important que prévu, le surplus est déduit de l'assiette d'investissement au moment de la révision de l'investissement prévu dans l'année qui suit la mise en service de l'installation.

Dans le cas d'un montant de défiscalisation et/ou de subvention finalement accordé inférieur au montant prévisionnel, le niveau de la compensation ne pourra être révisé que par avenant, après analyse de la CRE ou, dans le cas d'un fournisseur historique, dans le cadre de la délibération sur les coûts inclus dans les charges de service public.

- (3) A quel moment de la vie du projet le porteur du projet a-t-il connaissance du montant de défiscalisation et/ou de subvention finalement accordé ?

Quelle(s) remarque(s) pouvez-vous formuler sur le traitement proposé au regard de votre retour d'expérience ?

2.2.4 Révision du montant prévisionnel d'investissement après la réalisation du projet

S'agissant des fournisseurs historiques, pour lesquels les textes réglementaires ne prévoient pas la validation *ex ante* des projets d'investissements, l'appréciation des coûts d'investissement ne s'effectue que par le biais de la comptabilité appropriée, c'est-à-dire une fois que les investissements ont commencé à être engagés. Toutefois, les fournisseurs historiques soumettent systématiquement à la CRE leurs projets d'investissement en amont, de manière à s'assurer de leur compensation.

La CRE envisage que tout projet d'investissement porté par un fournisseur historique³ ou par un producteur tiers fasse systématiquement l'objet d'un dossier transmis à la CRE, à partir duquel le coût total prévisionnel et le plafond de compensation seront déterminés. Ces derniers feront l'objet d'un examen et d'une éventuelle révision au cours de la première année de la mise en service de l'installation selon les modalités ci-après :

³ L'approbation en amont demeure impossible pour les décisions d'investissements imprévues (ex. achat/location des TAC pour le maintien de l'EOD). L'analyse *ex post* de ces décisions sera conservée.

Pour le coût d'investissement (hors coût de raccordement), avec I_n , le coût d'investissement « normal et complet » déterminé *a priori* et I_r le coût d'investissement réel.

Coût réel d'investissement	Coût d'investissement retenu
$I_r < 95\% * I_n$	I_r
$95\% * I_n \leq I_r < I_n$	$\left(0,95 + \left[0,05^2 - \left(\frac{I_r}{I_n} - 1 \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \right) \times I_n$
$I_r \geq I_n$	I_n

Pour le coût de raccordement, avec R_n , le coût de raccordement « normal et complet » déterminé *a priori* et R_r , le coût de raccordement réel :

Coût réel de raccordement	Coût de raccordement retenu
$R_r \leq 115\% * R_n$	R_r
$R_r > 115\% * R_n$	$115\% * R_n$

Avant la fin de la première année de la MSI, le fournisseur historique ou le producteur tiers transmettra à la CRE un dossier qui fera apparaître les coûts d'investissements prévisionnels, les coûts d'investissements réels rapportés à la même date économique et l'explication des écarts constatés. L'actualisation à retenir sera précisée dans le dossier et tiendra compte des éventuelles spécificités des contrats de sous-traitants. Seuls les surcoûts constatés au titre d'un des cas permettant la revoyure (cf. partie 3) pourront donner lieu à révision à la hausse de l'assiette d'investissement et à compensation.

(4) Quelle(s) observations pouvez-vous faire sur ces formules au regard de votre retour d'expérience ?

2.3 Phase d'exploitation

2.3.1 Prise en compte du besoin en fonds de roulement (BFR)

Le besoin en fond de roulement (BFR) résulte du besoin de trésorerie dû au décalage permanent entre les dépenses et les recettes d'une entreprise. Le montant du BFR dépend des délais de paiement existant entre la vente du produit/prestation et l'achat des marchandises/matières premières nécessaires à sa réalisation. Il correspond au montant du stock nécessaire à l'activité (combustible, consommables, pièces de rechange), auquel s'ajoute le montant des encours des créances clients, duquel est retranché le montant des encours des dettes fournisseurs.

La prise en compte du BFR dans l'assiette du capital donnant lieu à rémunération n'est pas explicitement prévue par les textes. Toutefois, pour certains moyens de production, la nécessité de constituer un stock stratégique de combustible induit l'immobilisation d'une trésorerie importante, de la mise en service de l'installation à son arrêt. En conséquence, le stock stratégique peut être considéré comme une immobilisation donnant lieu à la rémunération.

La CRE envisage donc de limiter le BFR rémunéré à la valeur du stock stratégique de combustible nécessaire pour un mois et demi d'exploitation à pleine puissance.

(5) Quelle(s) remarque(s) pouvez-vous formuler sur :

- la définition retenue pour le BFR normatif donnant lieu à rémunération ;
- le taux à retenir pour rémunérer le BFR ;
- la formule de rémunération du BFR à adopter (de l'année de MSI à l'échéance du contrat), éventuellement complétée par des coefficients permettant une indexation.

2.3.2 Disponibilité de l'installation et objectif de production

Actuellement, les contrats de gré-à-gré contiennent des clauses permettant le contrôle de la disponibilité de l'installation et de sa production :

- (i) un système de bonus-malus incitant les producteurs à respecter leur objectif de disponibilité. Le malus vient diminuer la prime fixe ;
- (ii) un système de pénalités destiné à s'assurer de l'existence de la production quand le système en a besoin.

Le montant total des sanctions financières appliquées à une année ne peut pas dépasser un certain pourcentage de la prime fixe défini en fonction de l'impact de la non présence de l'installation considérée sur le réseau.

Le mécanisme de contrôle de la disponibilité des moyens de production des fournisseurs historiques pénalise les coûts proportionnels.

Les dispositions actuelles, rappelées ci-dessus, sont équivalentes dans leurs effets. Ce traitement différencié continuera donc à s'appliquer aux futures installations.

(6) Avez-vous des propositions d'évolution ?

2.3.3 Appréciation des coûts d'exploitation

Les charges d'exploitation des fournisseurs historiques et des producteurs tiers sont aujourd'hui peu contrôlées. Il n'y a dès lors que peu d'incitation à en maîtriser les montants.

Afin de remédier à cette situation, en application des dispositions des articles L121-9⁴ et L134-18⁵ du code de l'énergie, la CRE envisage de procéder désormais à une analyse quinquennale des coûts réels d'exploitation afin de les comparer aux coûts prévisionnels.

A l'issue de cette analyse, le niveau de la compensation pourra éventuellement être réévalué.

(7) Que pensez-vous de la fréquence des contrôles ?

Serez-vous en capacité d'extraire de votre comptabilité les coûts spécifiques à l'exploitation de l'installation de production considérée ?

Identifiez-vous des difficultés pour la comparaison des coûts réels avec les coûts prévisionnels au regard de votre retour d'expérience ?

2.3.4 Particularité des dépenses de gros entretiens renouvellement (GER)

Ce poste comprend toutes les dépenses de gros entretien lors des arrêts de maintenance, en général décennaux.

L'estimation des coûts de GER à un horizon de 10 ans ne paraît pas suffisamment fiable, ce d'autant plus que le contexte réglementaire, notamment les normes environnementales, évolue rapidement. Ainsi, les provisions pour GER ne seront pas prises en compte pour l'évaluation du coût de production « normal et complet » qui détermine le niveau de la compensation du producteur en amont de la réalisation du projet.

⁴ L'article L121-9 dispose que « les charges imputables aux missions de service public définies aux articles L. 121-7 et L. 121-8 sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent. Cette comptabilité, établie selon des règles établies par la Commission de régulation de l'énergie, est contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public. La Commission de régulation de l'énergie peut, aux frais de l'opérateur, faire contrôler cette comptabilité par un organisme indépendant qu'elle choisit. »

⁵ L'article L.134-18 dispose que « pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie **recueille toutes les informations nécessaires auprès [...] des entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel [...].** Elle peut également entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information.

Toutefois, au moment de l'examen du projet, les prévisions pour GER seront lissées sur la durée du contrat et exposées dans le plan d'affaires au titre des OPEX. L'affichage de ces coûts ne sera toutefois qu'informel de manière à permettre à la CRE de disposer d'un coût complet du projet lors de son évaluation initiale.

Le moment venu, le producteur saisira la CRE pour validation de son programme de GER et des coûts associés selon la même procédure que celle appliquée aux nouveaux investissements. Le niveau de la compensation sera, le cas échéant, révisé sur la base des éléments présentés. Les dépenses de GER seront traitées comme des OPEX.

(8) **Quelle(s) remarques(s) pouvez-vous formuler sur cette nouvelle manière de compenser les dépenses de GER ?**

2.3.5 *Traitement des recettes*

Le calcul du prix proportionnel en fonction du coût net de production (charges de production – recettes de production) est étendu à tous les contrats. Dans le cas où les recettes proportionnelles seraient supérieures aux coûts proportionnels, le montant des charges fixes retenu serait diminué à due concurrence du montant des recettes résiduelles.

(9) **Quelle(s) remarques(s) pouvez-vous formuler sur ce traitement au regard de votre retour d'expérience ?**

2.3.6 *Prise en compte des provisions pour démantèlement*

L'estimation des coûts de démantèlement à un horizon de 20 à 30 ans paraît compliquée, ce d'autant plus que le contexte réglementaire, notamment les normes environnementales, évolue rapidement. Par ailleurs, comme le montre le retour d'expérience sur les installations existantes, il peut être décidé de prolonger la durée d'exploitation des installations.

Au moment de l'examen du projet, les provisions pour démantèlement seront lissées sur la durée du contrat et exposées dans le plan d'affaires au titre des OPEX. L'affichage de ces coûts ne sera toutefois qu'informel de manière à permettre à la CRE de disposer d'un coût complet du projet lors de son évaluation initiale. Les provisions pour démantèlement ne seront pas prises en compte pour l'évaluation du coût de production « normal et complet » qui détermine le niveau de la compensation du producteur.

Au moment de la prise de décision relative à la déconstruction de la centrale, la CRE sera saisie d'un dossier composé d'un plan de démantèlement et des coûts associés. Sur la base des éléments présentés, le niveau de la compensation sera révisé, le cas échéant, en conséquence.

(10) **Quelle(s) remarques(s) pouvez-vous formuler sur cette manière de compenser les dépenses de démantèlement ?**

3. **Situations pouvant donner lieu à une révision du niveau de la compensation**

L'appréciation des projets par la CRE est faite à partir des coûts prévisionnels exposés par le porteur du projet. Ces prévisions évoluent au cours des phases de construction et d'exploitation.

En cas d'évènement indépendant de la volonté du porteur de projet⁶, ne pouvant pas faire l'objet d'un contrat d'assurance⁷, une partie ou la totalité du surcoût engendré peut toutefois donner lieu à une révision du niveau de la compensation. Les conditions de survenance de ces événements, qualifiés de « **sujétions techniques imprévues** » ou de « **force majeure** », sont décrites ci-après.

Ces règles s'appliqueront à tout projet d'investissement analysé par la CRE (contrat de gré-à-gré ou investissement porté par les fournisseurs historiques).

⁶ Une mauvaise gestion du moyen de production n'est pas considérée comme un évènement indépendant de la volonté du producteur.

⁷ Un risque assurable est un risque pour lesquels il est possible de recueillir, de calculer et d'estimer les risques de pertes futures.

3.1 Sujétions techniques imprévues

La compensation du fait de sujétions techniques imprévues pourra être revue en cas d'aléa technique survenant en phase de construction ou en cours d'exploitation de l'installation et nécessitant des investissements supplémentaires non prévus initialement.

Le porteur du projet pourra demander une indemnité pour sujétions techniques imprévues dès lors que les trois événements cités ci-dessous seront cumulativement réunis :

- il faut que les difficultés matérielles rencontrées présentent un caractère exceptionnel ;
- les difficultés matérielles doivent être imprévisibles lors de la conclusion du contrat ;
- la cause doit être extérieure aux parties.

L'indemnité accordée couvrira l'intégralité des difficultés techniques rencontrées.

3.2 Force majeure

La compensation du fait d'un cas de force majeure pourra être revue dès lors que l'événement qui la motive est :

- extérieur aux parties ;
- imprévisible dans sa survenance ;
- irrésistible dans ses effets.

En cas d'évènement qualifié de force majeure affectant un moyen de production appartenant à un fournisseur historique, ce dernier évaluera les conséquences financières et les fera explicitement apparaître dans sa comptabilité appropriée accompagnées d'éléments justificatifs.

En cas d'évènement qualifié de force majeure affectant les moyens de production des producteurs tiers, le fournisseur historique et le producteur tiers se réuniront sous l'égide de la CRE pour étudier les modalités à prendre pour rendre à nouveau possible l'exécution du contrat.

En cas d'évènement qualifié de force majeure, les dispositions évoquées au 2.3.2 (contrôle de la disponibilité) pourront ne pas trouver à s'appliquer.

(11) Ces clauses vous paraissent-elles facilement applicables ? Certains éléments de définition doivent-ils être précisés ?

Pensez-vous qu'il est nécessaire d'introduire d'autres éléments non assuranciers dans les cas donnant lieu à une révision de la compensation ? Si oui, la justifier et proposer une rédaction.

4. Champ d'application des modalités de la présente consultation

La nouvelle approche serait appliquée pour tout nouveau projet d'investissement dans un moyen de production d'électricité dans les zones non interconnectées.

Elle serait également appliquée pour les investissements déjà approuvés dans le cas d'une demande de révision, par le porteur de projet, des conditions financières du contrat en vigueur avant la mise en service de l'installation.

Pour les installations déjà mises en service, la demande de révision d'un paramètre (investissement initial, BFR, coûts d'exploitation, GER, planning de réalisation, etc.) s'effectuerait conformément à la méthode adoptée pour ce paramètre pour les nouvelles installations.

(12) Quelle(s) remarque(s) pouvez-vous formuler sur le champ d'application des modalités de la présente consultation ?