

Projet d'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

27.4.2017

Commentaires généraux relatifs aux contributions d'investissement et à la prime de marché de durée limitée pour l'énergie hydraulique

- Il ne faut opérer aucune distinction entre les nouvelles installations, les agrandissements notables et les rénovations notables.
- Le calcul de la valeur actuelle nette (VAN) visant à déterminer les coûts non amortissables doit être amélioré.
- Il convient de simplifier les formulations afférentes au droit et à la délimitation par rapport à l'approvisionnement de base.

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
Chapitre 1 Dispositions générales		
Art. 1 Objet La présente ordonnance règle l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, qui est financée par le supplément perçu sur le réseau visé à l'art. 35 LEnE.		
Art. 2 Définitions Dans la présente ordonnance, on entend par: a. <i>installation hybride</i> : installation utilisant plusieurs agents énergétiques renouvelables pour produire de l'électricité; b. <i>biomasse</i> : toute matière organique qui est produite directement ou indirectement par la photosynthèse et qui n'a pas été transformée lors de processus géologiques; l'appellation de biomasse recouvre aussi tous les produits dérivés, les sous-produits, les résidus et les déchets dont la teneur énergétique provient de la biomasse; c. <i>gaz biogène</i> : gaz produit à partir de la biomasse; d. <i>production nette</i> : quantité d'électricité au sens de l'art. 12, al. 2, de l'ordonnance du ... sur l'énergie (OEnE); e. <i>rejets de chaleur</i> : les déperditions de chaleur inévitables en l'état de la technique, produites par des processus de		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>conversion d'énergie ou par des processus chimiques, par exemple dans les usines d'incinération des ordures ménagères, sauf la chaleur des installations ayant pour buts premiers et équivalents la production simultanée d'électricité et d'énergie thermique;</p> <p>f. <i>couplage chaleur-force (CCF)</i>: production simultanée de force et de chaleur issues du processus de transformation du combustible dans les turbines à gaz, les turbines à vapeur, les moteurs à combustion, les autres installations thermiques et les piles à combustibles.</p>		
<p>Art. 3 Nouvelles installations</p> <p>1 Sont réputées nouvelles installations:</p> <p>a. pour les installations hydroélectriques, les installations qui utilisent un potentiel hydraulique pour la première fois;</p> <p>b. pour les autres technologies, les installations qui sont construites à un emplacement pour la première fois.</p> <p>2 Est aussi réputée nouvelle installation une installation qui remplace complètement une installation existante.</p> <p>3 D'entente avec l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), l'organe d'exécution décide s'il s'agit ou non d'une nouvelle installation.</p>		
<p>Art. 4 Puissance de l'installation</p> <p>La puissance d'une installation est déterminée conformément à l'art. 14 OEne.</p>		
<p>Art. 5 Obligation d'annoncer en cas de changement d'ayant droit</p> <p>Tout changement d'ayant droit après le dépôt de la demande doit être annoncé dans les meilleurs délais par l'ancien ayant droit à l'autorité qui est compétente pour l'évaluation de la demande. Sans annonce, la rétribution, la contribution d'investissement ou la prime de marché est versée à l'ancien ayant droit.</p>		
<p>Art. 6 Données d'exploitation</p> <p>1 L'exploitant d'une installation bénéficiant d'une rétribution de l'injection selon le droit en vigueur ou un ancien droit ou d'un financement des coûts supplémentaires selon un ancien droit doit fournir à l'OFEN et à l'organe d'exécution, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.</p>	<p>1 L'exploitant d'une installation bénéficiant d'une rétribution de l'injection selon le droit en vigueur ou un ancien droit ou d'un financement des coûts supplémentaires selon un ancien droit doit fournir <u>au gestionnaire de réseau</u>, à l'OFEN et à l'organe d'exécution, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.</p>	<p>Concernant l'al. 1: Le gestionnaire de réseau doit également avoir la garantie de pouvoir consulter les données d'exploitation. Cette consultation est essentielle notamment lors de l'élimination de difficultés techniques.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>2 L'exploitant d'une installation ayant bénéficié d'une rétribution unique ou d'une contribution d'investissement doit fournir à l'OFEN, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation. Pour les installations photovoltaïques, il doit en outre fournir à l'organe d'exécution la possibilité de consulter ces données si celui-ci le demande.</p>	<p>2 L'exploitant d'une installation ayant bénéficié d'une rétribution unique ou d'une contribution d'investissement doit fournir à l'OFEN <u>et au gestionnaire de réseau</u>, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.</p>	
<p>Art. 7 Catégories d'installations photovoltaïques</p> <p>1 Les installations photovoltaïques se répartissent dans les catégories suivantes:</p> <ol style="list-style-type: none"> installations intégrées; installations ajoutées ou isolées. <p>2 Les installations intégrées sont des installations intégrées dans les constructions qui, outre la production d'électricité, servent de protection contre les intempéries, d'isolation thermique ou de dispositif antichute.</p>		
<p>Art. 8 Grandes et petites installations photovoltaïques</p> <p>1 Sont réputées grandes installations photovoltaïques les installations d'une puissance à partir de 100 kW.</p> <p>2 Sont réputées petites installations photovoltaïques:</p> <ol style="list-style-type: none"> les installations d'une puissance inférieure à 100 kW; les installations dont l'agrandissement ou la rénovation apporte une puissance supplémentaire inférieure à 100 kW, même si leur puissance totale atteint 100 kW ou plus après l'agrandissement ou la rénovation. <p>3 Si l'exploitant d'une installation visée à l'al. 1 renonce à la rétribution de la contribution liée à la puissance pour la puissance à partir de 100 kW, l'installation est aussi réputée petite installation.</p>		
<p>Art. 9 Droit d'option pour les installations photovoltaïques</p> <p>1 Les exploitants de grandes installations photovoltaïques d'une puissance jusqu'à 50 MW peuvent opter entre la rétribution de l'injection et une rétribution unique.</p> <p>2 Ils exercent ce droit d'option de manière définitive en déposant la demande pour l'une ou l'autre forme d'encouragement. Une demande de rétribution unique pour les petites installations après leur mise en service (art. 45) est réservée.</p>	<p>1 Les exploitants de grandes installations photovoltaïques d'une puissance jusqu'à 50 MW peuvent opter entre la rétribution de l'injection et une rétribution unique.</p>	<p>Concernant l'al. 1: La limite supérieure de 50 MW doit permettre à toutes les installations photovoltaïques imaginables en Suisse de bénéficier de la rétribution unique (cf. Rapport explicatif relatif à l'OEneR, pp. 7 et 8). Cette limite peut par conséquent être totalement supprimée au cas où des installations de taille supérieure seraient possibles.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Art. 10 Exceptions à la limite inférieure pour les installations hydroélectriques</p> <p>En plus des installations hydroélectriques liées aux installations d'approvisionnement en eau potable et aux installations d'évacuation des eaux usées, les installations hydroélectriques suivantes sont exemptées de la limite inférieure visée aux art. 19, al. 4, let. a, et 24, al. 1, let. b, ch. 2, LEne:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. les centrales de dotation; b. les installations sur canaux d'évacuation des crues artificiels, canaux industriels et canaux de dérivation ou canaux de fuite existants pour autant qu'il n'en résulte aucune atteinte supplémentaire aux cours d'eau naturels ou présentant un intérêt écologique; c. les installations d'exploitation accessoire, telles que les installations hydroélectriques sur l'eau d'irrigation ou les centrales électriques en relation avec des installations d'enneigement ou avec l'utilisation de l'eau des tunnels; d. les installations qui sont construites en lien avec d'autres interventions sur les cours d'eau telles que renaturations et mesures de protection contre les crues, pour autant qu'il en résulte une écologie des eaux globalement améliorée par rapport à l'état existant. 	<p><u>e. les installations implantées sur des cours d'eau déjà exploités qui ne prélèvent pas de quantités supplémentaires d'eau.</u></p>	<p>Concernant la let. e: Selon l'article 19, al. 5, LEne, le Conseil fédéral peut prévoir des exceptions pour des installations implantées sur des cours d'eau déjà exploités.</p>
<p>Art. 11 Consommation propre</p> <p>Les dispositions du chapitre 4, section 2, de l'OEne s'appliquent à la consommation propre et au regroupement dans le cadre de la consommation propre.</p>		
<p>Chapitre 2 Système de rétribution de l'injection</p> <p>Section 1 Dispositions générales</p>		
<p>Art. 12 Exigences générales</p> <p>Les conditions de raccordement visées à l'art. 11 OEne et la disposition relative à la quantité d'électricité à rétribuer au sens de l'art. 12 OEne s'appliquent aussi par analogie aux exploitants d'installations participant au système de rétribution de l'injection.</p>		
<p>Art. 13 Garantie d'origine et plus-value écologique</p> <p>1 Les exploitants d'installations dans le système de rétribution de l'injection sont tenus de transmettre à l'organe</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>d'exécution les garanties d'origine relevées.</p> <p>2 La participation définitive au système de rétribution de l'injection (art. 25) comprend la plus-value écologique.</p>		
<p>Art. 14 Participation des installations photovoltaïques</p> <p>Seules les grandes installations photovoltaïques peuvent participer au système de rétribution de l'injection.</p>		
<p>Section 2 Commercialisation directe et injection au prix de marché de référence</p>		
<p>Art. 15 Commercialisation directe</p> <p>1 Sont exemptés de l'obligation de commercialisation directe (art. 21 LEne) les exploitants de nouvelles installations d'une puissance inférieure à 30 kW.</p> <p>2 Les exploitants d'installations d'une puissance à partir de 500 kW qui bénéficient déjà d'une rétribution selon l'ancien droit doivent passer à la commercialisation directe.</p> <p>3 Tous les exploitants peuvent en tout temps passer à la commercialisation directe moyennant un préavis de trois mois pour la fin d'un trimestre. Le retour à l'injection au prix de marché de référence est exclu.</p>		
<p>Art. 16 Prix de marché de référence</p> <p>1 Le prix de marché de référence pour l'électricité issue d'installations photovoltaïques correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité day-ahead pour le marché suisse, pondérés en fonction de l'injection effective au quart d'heure des installations photovoltaïques avec mesure de la courbe de charge.</p> <p>2 Le prix de marché de référence pour l'électricité issue des autres technologies correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre sur la bourse de l'électricité day-ahead pour le marché suisse.</p> <p>3 L'OFEN calcule et publie les prix de marché de référence chaque trimestre.</p>	<p>1 Le prix de marché de référence pour l'électricité issue d'installations photovoltaïques correspond à la moyenne des prix qui sont fixés en un trimestre <u>mois</u> sur la bourse de l'électricité day-ahead pour le marché suisse, pondérés en fonction de l'injection effective au quart d'heure <u>pour la technologie respective des installations photovoltaïques avec mesure de la courbe de charge.</u></p> <p>2 <i>Biffer</i></p>	<p>Le prix de marché de référence pour les autres technologies devrait prendre en compte la production effective des installations au quart d'heure. A la différence des installations photovoltaïques, la production de petites centrales hydrauliques, par exemple, est constante au fil d'une journée, mais varie considérablement au cours des saisons. Cet effet doit être considéré.</p>
<p>Art. 17 Taux de rétribution et adaptation</p> <p>1 Les taux de rétribution par technique de production, par catégorie et par classe de puissance sont fixés aux annexes 1.1 à 1.5.</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>2 Le taux de rétribution des installations hybrides est calculé en fonction des taux de rétribution des agents énergétiques employés, pondérés selon leur teneur énergétique respective. L'ensemble de la production est utilisé pour déterminer les puissances équivalentes.</p> <p>3 Les taux de rétribution sont régulièrement contrôlés et adaptés en cas de modification substantielle des conditions.</p>		
<p>Art. 18 Durée de rétribution et exigences minimales</p> <p>1 La durée de rétribution et les exigences minimales sont fixées aux annexes 1.1 à 1.5.</p> <p>2 La durée de rétribution commence à compter de la mise en service effective de l'installation et ne peut être interrompue. Elle commence également à courir alors que l'exploitant ne perçoit encore aucune rétribution pour l'installation.</p>		
<p>Section 3 Ordre de prise en compte et liste d'attente</p>		
<p>Art. 19 Ordre de prise en compte</p> <p>1 Une demande de participation au système de rétribution de l'injection est prise en compte en fonction de sa date de dépôt.</p> <p>2 Si toutes les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la puissance la plus importante sont choisis prioritairement.</p>		
<p>Art. 20 Liste d'attente</p> <p>1 Si les moyens ne suffisent pas pour une prise en compte immédiate de toutes les demandes, les projets sont inscrits sur une liste d'attente, sauf s'ils ne remplissent manifestement pas les conditions d'octroi.</p> <p>2 L'organe d'exécution informe le requérant que son projet a été inscrit sur la liste d'attente.</p> <p>3 Il tient une liste d'attente pour les installations photovoltaïques et une liste d'attente pour les autres techniques de production.</p>		
<p>Art. 21 Réduction de la liste d'attente</p> <p>1 Lorsque des moyens sont à nouveau disponibles, l'OFEN fixe des contingents dans le cadre desquels les installations figurant sur les listes d'attente peuvent être prises en compte.</p>		<p>Remarque concernant la réduction des listes d'attente (art. 21, art. 44, art. 54 et art. 78 OEnER)</p> <p>Le projet d'OEnER prévoit d'utiliser la date de dépôt de la demande de rétribution de l'injection, de rétribution unique et de contributions d'investissement comme critère de réduction des listes d'attente, ce qui n'est pas efficace du point de</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p><i>Al. 2, variante A:</i> 2 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les installations photovoltaïques sont prises en compte en fonction de la date de dépôt de la demande dans l'ordre suivant: a. installations mises en service le 31 décembre 2014 au plus tard; b. installations mises en service à partir du 1^{er} janvier 2015; c. autres projets.</p> <p><i>Al. 2, variante B:</i> 2 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les installations photovoltaïques sont prises en compte en fonction de la date de dépôt de la demande.</p> <p>3 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les autres techniques de production d'énergie sont prises en compte dans l'ordre suivant: a. installations pour lesquelles un avis de mise en service ou un avis d'avancement du projet ou, pour les petites installations hydroélectriques et les installations éoliennes, le second avis complet d'avancement du projet a été transmis à l'organe d'exécution: en fonction de la date de transmission de l'avis; b. autres projets: en fonction de la date de dépôt de la demande.</p>	<p>Al. 2: variante A</p> <p>3 Les installations figurant sur la liste d'attente pour les autres techniques de production d'énergie sont prises en compte dans l'ordre suivant: a. installations pour lesquelles un avis de mise en service ou un avis d'avancement du projet ou, pour les petites installations hydroélectriques et les installations éoliennes, le second avis complet d'avancement du projet a été transmis à l'organe d'exécution: en fonction de la date de transmission de l'avis <u>dépôt de la demande</u>;</p>	<p>vue macroéconomique. Il convient d'examiner si, pour les installations qui déposent une demande après l'entrée en vigueur de la SE 2050, il est possible de réduire la liste d'attente en fonction de la puissance de l'installation et de la nécessité de renforcer le réseau.</p> <p>Concernant l'al. 2: l'AES se prononce en faveur de la variante A. Elle assure aux producteurs qui ont déjà investi sans soutien et qui ont donc assumé un risque entrepreneurial considérable d'être admis dans le système d'encouragement en premier.</p> <p>Concernant l'al. 3: Les installations figurant sur la liste d'attente devraient être prises en compte comme à la let. b, c'est-à-dire en fonction de la date de dépôt de la demande et non de la date de transmission de l'avis. Si la prise en compte s'effectue en fonction de la date de transmission de l'avis d'avancement du projet, cela avantagera les petits projets, qui obtiennent plus facilement et plus rapidement une autorisation. Ces derniers requièrent généralement une rétribution plus importante de l'injection. Le fait de privilégier les installations plus petites et moins efficaces par rapport aux installations plus grandes n'est pas conforme à la nouvelle loi sur l'énergie.</p>
Section 4 Procédure de demande		
Art. 22 Demande		
<p>1 La demande de participation au système de rétribution de l'injection doit être déposée auprès de l'organe d'exécution. 2 Elle doit comporter l'ensemble des données et des documents visés aux annexes 1.1 à 1.5.</p>		
Art. 23 Garantie de principe		
<p>1 Lorsque les conditions d'octroi sont vraisemblablement remplies et que des moyens sont disponibles en suffisance,</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>l'organe d'exécution décide dans son principe de la participation de l'installation au système de rétribution de l'injection.</p> <p>2 Cette décision n'a aucun effet préjudiciel sur les procédures d'autorisation et d'octroi de concession nécessaires pour le projet.</p>		
<p>Art. 24 Avancement du projet, mise en service et obligation d'annoncer</p> <p>1 Après réception de la décision visée à l'art. 23, le requérant doit, dans les délais prescrits, progresser dans l'avancement de son projet et mettre en service l'installation.</p> <p>2 L'avancement du projet, la mise en service et les délais applicables en la matière sont fixés aux annexes 1.1 à 1.5.</p> <p>3 Si le requérant ne peut pas respecter les délais d'avancement du projet et de mise en service en cas de circonstances qui ne lui sont pas imputables, l'organe d'exécution peut les prolonger sur demande. La demande doit être déposée par écrit avant l'expiration du délai concerné.</p> <p>4 Le requérant doit transmettre à chaque fois un avis d'avancement du projet par écrit dans les deux semaines.</p> <p>5 Il doit transmettre l'avis complet de mise en service au plus tard un mois après la mise en service. S'il ne respecte pas ce délai, il ne peut prétendre qu'à la rétribution au prix de marché de référence.</p>	<p>4 Le requérant doit transmettre à chaque fois un avis d'avancement du projet par écrit dans les deux <u>quatre</u> semaines.</p>	<p>Concernant l'al. 4: Le délai doit être prolongé à 4 semaines, étant donné que le volume des documents portant sur l'état d'avancement du projet peut être considérable.</p>
<p>Art. 25 Participation définitive au système de rétribution de l'injection</p> <p>1 Si l'installation remplit les conditions d'octroi aussi après la mise en service, l'organe d'exécution décide notamment:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. l'entrée dans le système de rétribution de l'injection; b. si l'installation relève de la commercialisation directe ou si elle est rétribuée au prix de marché de référence, et c. le montant du taux de rétribution. <p>2 L'organe d'exécution rejette la demande de participation au système de rétribution de l'injection:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. si les conditions d'octroi ne sont pas remplies; b. si le requérant ne respecte pas les délais en matière d'avancement du projet ou de mise en service; c. si l'emplacement de l'installation varie considérablement par rapport à la demande. <p>3 Si un requérant a mis en service son installation, pour laquelle des moyens sont disponibles, avant que la participa-</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>tion au système de rétribution de l'injection ne lui ait été garantie dans son principe, l'organe d'exécution rend directement une décision conformément à l'al. 1 si la personne concernée a transmis l'avis complet de mise en service.</p>		
<p>Art. 26 Sortie du système de rétribution de l'injection</p> <p>1 Une sortie du système de rétribution de l'injection est possible en tout temps moyennant un délai de résiliation de trois mois pour la fin d'un trimestre.</p> <p>2 Une nouvelle participation au système de rétribution de l'injection est exclue.</p>		
<p>Art. 27 Versement de la rétribution</p> <p>1 L'organe d'exécution verse chaque trimestre:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. aux exploitants d'installations participant à la commercialisation directe: la prime d'injection; b. aux exploitants qui injectent de l'électricité produite par leurs installations au prix de marché de référence: la prime d'injection et le prix de marché de référence. <p>2 Si les moyens disponibles ne suffisent pas pour les versements visés à l'al. 1, l'organe d'exécution verse la rétribution au prorata durant l'année en cours. Il verse la différence l'année suivante.</p> <p>3 L'organe d'exécution réclame à l'exploitant les montants versés en trop par rapport à la production effective, sans intérêt. Il peut aussi les déduire au cours de la période de paiement subséquente.</p> <p>4 Si le prix de marché de référence est supérieur au taux de rétribution, l'organe d'exécution facture la part excédentaire aux exploitants chaque trimestre.</p> <p>5 La rétribution est versée jusqu'à la fin du mois complet où sa durée prend fin.</p>	<p>2 <i>Biffer</i></p>	<p>Concernant l'al. 2. La planification des liquidités incombe à l'organe d'exécution et ne doit pas concerner l'exploitant de l'installation, qui est tributaire d'un versement fiable de la rétribution. Du reste, tout retard de versement n'améliore pas les comptes annuels de l'organe d'exécution. L'ordre dans lequel il faut procéder aux versements l'année suivante n'est en outre pas clair: verse-t-on d'abord la différence ou la rétribution normale?</p>
<p>Art. 28 Refus de la rétribution</p> <p>1 Tant qu'il ne transmet pas les informations requises dans les délais, l'exploitant n'a pas droit à la rétribution.</p> <p>2 Tant qu'il ne respecte pas les dispositions légales, l'exploitant n'a également pas droit à la rétribution.</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
	<p>Art. 29, 30, 31: Conserver le GB ER</p> <p>Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables doit être conservé moyennant quelques modifications (cf. art. 24, 24a, 24b et 25 OApEI).</p>	<p>Au sujet des art. 29, 30 et 31</p> <p>La solution envisagée, selon laquelle le gestionnaire de réseau est tenu de reprendre de l'électricité produite par des installations bénéficiant déjà d'une rétribution selon l'ancien droit et de la rétribuer au prix de marché de référence, n'est pas viable pour les raisons suivantes:</p>
<p>Art. 29 Indemnité de gestion pour la reprise d'électricité</p> <p>1 Le groupe-bilan qui reprend de l'électricité produite par des installations dont les exploitants vendent directement l'électricité sur le marché, reçoit chaque trimestre de l'organe d'exécution une indemnité de gestion par kWh à hauteur de:</p> <p>a. 0,55 ct. pour les installations photovoltaïques et les éoliennes;</p> <p>b. 0,28 ct. pour les installations hydroélectriques;</p> <p>c. 0,22 ct. pour les installations de biomasse.</p> <p>2 Le groupe-bilan qui reprend de l'électricité produite par des installations dont les exploitants injectent l'électricité au prix de marché de référence et disposent d'un dispositif de mesure de la courbe de charge ou d'un système de mesure intelligent, reçoit chaque trimestre de l'organe d'exécution une indemnité de gestion par kWh à hauteur de:</p> <p>a. 0,38 ct. pour les installations photovoltaïques et les éoliennes;</p> <p>b. 0,2 ct. pour les installations hydroélectriques;</p> <p>c. 0,15 ct. pour les installations de biomasse.</p>	<p>2 <i>Biffer</i></p>	<p>Obligation de reprise vs risque commercial</p> <p>Le concept de base de l'obligation de reprise et de rétribution remonte à la période préalable à l'ouverture du marché. Depuis, le marché de l'électricité a été partiellement libéralisé et doit, conformément à la LApEI, faire l'objet d'une ouverture totale dans le cadre d'une seconde étape. Ainsi, le gestionnaire de réseau ne dispose plus d'une clientèle fixe ou alors seulement de façon limitée, mais doit conquérir ses clients dans un climat de concurrence. La possibilité pour lui de revendre aux clients finaux le courant qu'il est obligé de reprendre n'est alors plus garantie sans autre. Il n'est pas compréhensible pourquoi l'obligation de reprise doit encore être élargie.</p> <p>Vente d'électricité ne couvrant pas les coûts</p> <p>Cette obligation de reprise génère un nouveau poste à risque pour le gestionnaire de réseau. Ce dernier doit verser à l'organe d'exécution le prix de marché de référence pour l'énergie reprise. Il a ainsi un poste de dépenses fixe. En ce qui concerne les recettes, il subsiste toutefois un doute quant à la possibilité pour lui de vendre l'énergie reprise à ce prix de marché de référence également. Le prix de marché de référence correspondant à la moyenne des prix dans l'espace d'un trimestre, le prix de vente du gestionnaire de réseau peut se révéler inférieur au prix de marché de référence.</p> <p>En outre, les installations photovoltaïques, dont la production est stochastique, génèrent des volumes importants d'énergie d'ajustement. Selon la quantité d'énergie injectée, cela affectera fortement les petits gestionnaires de réseau. Le gestionnaire de réseau doit de plus être en mesure de couvrir les pertes financières liées à l'énergie d'ajustement. Conformément à l'arrêt du Tribunal fédéral (arrêt 2C_681/2015 et 2C_682/2015 du 20 juillet 2016), le gestionnaire de réseau ne peut répercuter qu'au prorata les coûts découlant de cette obligation de reprise sur les clients bénéficiant de l'approvisionnement de base. Même s'il était possible de répercuter la totalité de ces coûts sur les clients avec approvisionnement de base, il se pose-</p>
<p>Art. 30 Paiement du prix de marché de référence</p> <p>Pour l'électricité produite par des installations qui injectent au prix de marché de référence, les intervenants suivants sont tenus de verser le prix de marché de référence à l'organe d'exécution:</p> <p>a. pour les installations qui sont équipées d'un dispositif de mesure de la courbe de charge ou d'un système de mesure intelligent: le groupe-bilan concerné;</p> <p>b. pour les installations qui ne font pas l'objet d'une mesure de la courbe de charge ni d'un système de mesure intelligent: le gestionnaire de réseau concerné.</p>	<p><i>Biffer</i></p>	
<p>Art. 31 Groupe-bilan et gestionnaire de réseau</p> <p>1 Si un exploitant qui injecte au prix de marché de référence et dont l'installation est équipée d'un dispositif de mesure de la courbe de charge ou d'un système de mesure intelligent ne conclut aucune convention avec un groupe-bilan pour la reprise de sa production, l'installation est affectée au groupe-bilan du gestionnaire de réseau à l'emplacement</p>	<p>1 <i>Biffer</i></p>	

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>de l'installation.</p> <p>2 Les groupes-bilan annoncent à l'organe d'exécution les gestionnaires de réseau qui lui sont affectés. Si un gestionnaire de réseau change de groupe-bilan, le nouveau groupe-bilan doit communiquer ce changement par écrit à l'organe d'exécution dans les meilleurs délais.</p> <p>3 Les exploitants qui vendent directement leur électricité sur le marché (art. 21 LEnE) annoncent à l'organe d'exécution le groupe-bilan auquel leur installation est affectée. Si un exploitant change de groupe-bilan, il doit le communiquer par écrit à l'organe d'exécution un mois à l'avance.</p>	<p>2 <i>Biffer</i></p>	<p>rait la question du traitement des gestionnaires de réseau n'ayant pas ou trop peu de clients de ce type. En outre, cette solution n'est plus gérable dans le cadre d'une ouverture totale du marché.</p> <p>Gestionnaire de réseau «long» De nombreux gestionnaires de réseau en Suisse disposent d'une production propre. Cette dernière est parfois suffisante pour permettre au gestionnaire de réseau d'approvisionner lui-même totalement ses clients finaux. Cela signifie que le gestionnaire de réseau détient des positions longues (gestionnaire dit «long»).</p> <p>La reprise obligatoire de l'électricité produite par des installations injectant au prix de marché de référence peut donner lieu à un surapprovisionnement du gestionnaire de réseau. Cela veut dire qu'il dispose de plus de courant qu'il ne peut en vendre à ses clients finaux. Il doit par conséquent écouler cette production excédentaire sur le marché. Or il n'est pas certain qu'il obtienne le prix de marché de référence ou couvre les coûts de revient de sa production propre avec cette surproduction.</p> <p>Inégalité de traitement des EAE Le poids qui pèse sur les gestionnaires de réseau ou leurs groupes-bilan n'est pas homogène, il varie en fonction du nombre d'installations au prix de marché de référence de leur zone de desserte. Ces tâches ne concernent pas les EAE dépourvues de zone de desserte ni les groupes-bilan correspondants. Il n'y a aucune raison objective justifiant cette inégalité de traitement. Cela crée des distorsions de marché, les EAE potentielles, étrangères notamment, étant favorisées par rapport aux gestionnaires de réseau traditionnels. Il existe le risque de voir se constituer de bons et de mauvais groupes-bilan, selon l'étendue de la reprise aux prix de marché de référence.</p> <p>La loi (art. 19, al. 7g, LEnE) ne prévoit pas l'introduction impérative de l'obligation de reprise du gestionnaire de réseau ou du groupe-bilan pour les installations injectant au prix de marché de référence. Cette obligation est considérée comme problématique par l'AES pour les raisons évoquées précédemment.</p> <p>D'où la proposition de l'AES de conserver le groupe-bilan pour les énergies renouvelables. Le GB-ER assure le traitement des acteurs du marché sur un pied d'égalité. La</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		<p>variante selon le projet d'ordonnance en revanche impose, au hasard et sans justification objective, des charges et risques financiers différents aux groupes-bilan et aux entreprises d'approvisionnement en énergie en fonction des installations de production situées dans la zone de desserte respective. Elle a ainsi un effet de distorsion de la concurrence, et ceci notamment au détriment des entreprises d'approvisionnement en électricité indigènes. La reprise par le GB-ER peut être conçue de façon compatible avec une ouverture complète du marché, ce qui n'est pas le cas pour le projet d'ordonnance pour les raisons citées ci-dessus. Le GB-ER assure en plus une transparence sur les coûts engendrés indirectement, ce qui doit être salué d'un point de vue politique. Le GB-ER étant un système éprouvé, il n'y a pas de coûts d'établissement et il est bien connu que le système fonctionne en pratique. L'efficacité de ce système qui fonctionne bien peut même encore être améliorée: si le GB-ER vend directement l'électricité reprise sur le marché «spot», les étapes intermédiaires touchant les groupes-bilan sont supprimées et la transparence est encore améliorée.</p> <p>Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables constitue une solution établie permettant une distribution solidaire de l'énergie promue à travers le système de rétribution de l'injection. Il n'est pas compréhensible pourquoi ce système doit être supprimé en ce moment. Il convient toutefois d'optimiser deux aspects du système (cf. art. 24 OApEI):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le GB-ER vend directement et uniquement l'électricité reprise sur le marché «spot» au lieu de la distribuer aux groupes-bilan. La charge est ainsi maintenue minimale, voire réduite. - Le GB-ER opère explicitement <i>exclusivement</i> sur le marché de l'énergie et ne prend notamment pas part, avec ses installations, au marché complètement libéralisé des services-système. Les installations qui aspirent à ces possibilités de commercialisation ou à d'autres peuvent opter pour la commercialisation directe.
<p>Art. 32 Agrandissements ou rénovations ultérieurs</p> <p>1 L'exploitant d'une installation bénéficiant d'une rétribution de l'injection est tenu d'annoncer les agrandissements ou rénovations à l'organe d'exécution au moins un mois avant leur mise en service. Il doit indiquer toutes les modifications qui seront apportées à l'installation existante.</p> <p>2 La durée de rétribution n'est pas prolongée par un agrandissement ou une rénovation ultérieurs.</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>3 Pour les installations photovoltaïques, le taux de rétribution initial est réduit proportionnellement dès la mise en service de l'agrandissement ou de la rénovation en fonction de la puissance installée supplémentaire.</p> <p>4 Si l'annonce visée à l'al. 1 n'a pas lieu ou n'est pas effectuée dans les délais impartis, l'exploitant est tenu de restituer à l'organe d'exécution, sans intérêt, la différence entre la rétribution obtenue et la rétribution calculée au sens de l'al. 3.</p>	<p>3 Pour les installations photovoltaïques, le taux de rétribution <u>la prime d'injection initiale</u> est réduite proportionnellement dès la mise en service de l'agrandissement ou de la rénovation en fonction de la puissance installée supplémentaire.</p>	<p>Concernant l'al. 3: Il faut tenir compte du prix de marché dans le calcul de la rétribution en cas d'agrandissements ou de rénovations. Conformément au projet existant, le courant pour les agrandissements est pris en compte au tarif nul.</p>
<p>Art. 33 Conséquences en cas de non-respect des exigences minimales</p> <p>1 Si les exigences minimales ne sont pas respectées, la prime d'injection n'est provisoirement plus versée. La production de l'installation est alors rétribuée au prix de marché de référence correspondant, avec effet rétroactif pour la période d'évaluation concernée. La rétribution perçue en trop doit être restituée à l'organe d'exécution. Elle peut être déduite de prestations futures.</p> <p>2 Lorsque les exigences minimales sont à nouveau respectées, la prime d'injection due est versée à la fin de l'année civile sans intérêt.</p> <p>3 En cas de circonstances qui ne lui sont pas imputables pour le non-respect des exigences minimales, l'exploitant peut exposer à l'organe d'exécution les mesures qu'il entend prendre pour que les exigences minimales soient à nouveau respectées.</p> <p>4 L'organe d'exécution peut lui accorder un délai approprié pour la mise en œuvre de ces mesures, assorti le cas échéant de charges. Jusqu'à l'expiration de ce délai, le droit à la prime d'injection demeure, dans la mesure où les charges éventuelles sont observées.</p> <p>5 Si, après l'expiration du délai, les exigences minimales ne sont pas respectées pendant toute une période d'évaluation, la production de l'installation est rétribuée au prix de marché de référence correspondant, avec effet rétroactif pour la période suivant l'expiration du délai. La rétribution perçue en trop doit être restituée. Elle peut être déduite de prestations futures.</p>		
<p>Art. 34 Exclusion du système de rétribution de l'injection</p> <p>1 L'organe d'exécution décide l'exclusion d'un exploitant du système de rétribution de l'injection:</p> <p>a. si les exigences minimales ne sont pas respectées à plusieurs reprises et que la production de l'installation a été rétribuée pour cette raison au prix de marché de ré-</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>férence pendant trois années civiles consécutives pour au moins une période d'évaluation;</p> <p>b. si les exigences minimales ne sont pas respectées une année après l'expiration du délai visé à l'art. 33, al. 4.</p> <p>2 Une nouvelle participation au système de rétribution de l'injection est exclue.</p>		
<p>Chapitre 3 Dispositions générales sur la rétribution unique et les contributions d'investissement</p>		
<p>Art. 35 Exclusion de la contribution d'investissement</p> <p>Tant qu'une installation bénéficie d'un financement des coûts supplémentaires au sens de l'art. 73, al. 4, LEne ou d'une rétribution de l'injection, aucune rétribution unique ou contribution d'investissement ne peut lui être allouée.</p>		
<p>Art. 36 Autorisation d'un début anticipé des travaux</p> <p>L'OFEN peut autoriser un début anticipé des travaux pour les installations hydroélectriques et les installations de biomasse lorsque l'attente de la garantie de principe impliquerait de sérieux préjudices. L'autorisation ne donne pas droit à une contribution d'investissement.</p>	<p><i>Précision nécessaire pour lever la contradiction entre l'art. 24 LEne et l'art. 28 LEne.</i></p>	<p>Conformément à l'art. 24, al. 3, LEne, les nouvelles installations ou celles faisant l'objet d'un agrandissement ou d'une rénovation notables mises en exploitation après le 1^{er} janvier 2013 peuvent prétendre à des contributions d'investissement.</p> <p>D'autre part, la construction, l'agrandissement ou la rénovation notables ne peuvent débiter qu'une fois la garantie accordée par l'OFEN (art. 28, al. 1 et 2, LEne). Ces deux articles se contredisent – problème également non résolu à l'art. 36 OEneR.</p>
<p>Art. 37 Exigences applicables à l'exploitation et au fonctionnement de l'installation</p> <p>1 Une installation pour laquelle une rétribution unique ou une contribution d'investissement a été versée doit faire l'objet, à compter de l'obtention de la rétribution ou de la contribution et pendant la durée fixée ci-après, d'une maintenance permettant d'assurer une exploitation régulière:</p> <p>a. 15 ans pour les installations photovoltaïques, les usines d'incinération des ordures ménagères et les installations hydroélectriques;</p> <p>b. 10 ans pour les installations au gaz d'épuration et les centrales électriques à bois d'importance régionale.</p> <p>2 Les installations photovoltaïques doivent être exploitées pendant 15 ans au moins de sorte à atteindre une production minimale telle qu'elle peut être attendue compte tenu de leur emplacement et de leur orientation.</p>	<p>1 Une installation pour laquelle une rétribution unique ou une contribution d'investissement a été versée doit faire l'objet, à compter de l'obtention de la rétribution ou de la contribution et pendant la durée fixée ci-après, d'une maintenance <u>par l'exploitant de l'installation</u> permettant d'assurer une exploitation régulière:</p> <p>a. 15 ans pour les installations photovoltaïques, les usines d'incinération des ordures ménagères et les installations hydroélectriques;</p> <p>b. 10 ans pour les installations au gaz d'épuration et les centrales électriques à bois d'importance régionale.</p>	<p>Il convient de préciser que l'exploitant de l'installation est responsable de la maintenance.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Art. 38 Restitution de la rétribution unique et des contributions d'investissement</p> <p>1 Les art. 28 à 30 de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions s'appliquent par analogie à la restitution de la rétribution unique et des contributions d'investissement.</p> <p>2 La restitution de la rétribution unique ou de la contribution d'investissement est exigée entièrement ou partiellement notamment lorsque les exigences applicables à l'exploitation et au fonctionnement au sens de l'art. 37 ne sont pas ou plus remplies.</p> <p>3 La restitution de la rétribution unique ou de la contribution d'investissement peut aussi être exigée lorsque les conditions du marché de l'énergie entraînent une rentabilité excessive.</p>	<p>4 <u>Sont exclues des dispositions figurant aux al. 1 et 3 les contributions d'investissement pour lesquelles d'éventuelles restitutions sont déjà réglées dans cette ordonnance. En font partie notamment les contributions d'investissement pour lesquelles les coûts non amortissables doivent être recalculés 5 ans après la mise en service.</u></p>	<p>Concernant l'al. 4: Pour certaines contributions d'investissement, l'OEnER prévoit déjà un mécanisme de contrôle concret. Un deuxième mécanisme conforme à la loi sur les subventions serait disproportionné.</p> <p>En outre, il convient de tenir compte de ce qui suit pour les autres rétributions uniques et contributions d'investissement: l'al. 3 ménage une marge pour les restitutions si le marché de l'énergie devait mener à une rentabilité excessive (également consigné à l'art. 29, al. 3, let. c, LEnE). La définition d'une «rentabilité excessive» n'est pas claire. L'investisseur devra prendre en compte le risque d'une restitution, ce qui réduira à son tour sa propension à investir. Cela est contraire à l'intention du législateur.</p>
<p>Art. 39 Délai de carence</p> <p>1 Le délai minimal pendant lequel l'exploitant ne pourra pas à nouveau demander une rétribution unique ou une contribution d'investissement est de:</p> <p style="margin-left: 20px;">a. 15 ans pour les installations photovoltaïques et les usines d'incinération des ordures ménagères;</p> <p style="margin-left: 20px;">b. 10 ans pour les installations au gaz d'épuration et les centrales électriques à bois d'importance régionale.</p> <p>2 Ce délai minimal ne s'applique pas aux installations photovoltaïques pour lesquelles un exploitant a bénéficié d'une rétribution unique selon l'ancien droit.</p>		
<p>Chapitre 4 Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques</p> <p>Section 1 Dispositions générales</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Art. 40 Taille minimale et limite supérieure de puissance pour le versement d'une rétribution unique</p> <p>Une rétribution unique est versée pour les installations d'une puissance comprise entre 2 kW et 50 MW au maximum.</p>		
<p>Art. 41 Agrandissement ou rénovation notable d'une installation</p> <p>L'agrandissement ou la rénovation d'une installation est réputé notable lorsque la puissance de l'installation augmente d'au moins 2 kW suite à l'agrandissement ou à la rénovation.</p>		
<p>Art. 42 Calcul de la rétribution unique et adaptation des taux</p> <p>1 La rétribution unique se compose d'une contribution de base et d'une contribution liée à la puissance.</p> <p>2 Les taux sont fixés à l'annexe 2.1. Le DETEC les contrôle chaque année. En cas de modification substantielle des conditions, il propose au Conseil fédéral de les adapter.</p> <p>3 Pour les grandes installations mises en service après le 1^{er} janvier 2013, les taux pour les installations ajoutées et les installations isolées s'appliquent, même si ces installations appartiennent à la catégorie des installations intégrées.</p> <p>4 Les agrandissements et les rénovations notables bénéficient uniquement d'une contribution liée à la puissance en fonction de l'augmentation de la puissance obtenue suite à l'agrandissement ou à la rénovation. Aucune contribution de base n'est versée.</p> <p>5 Si une installation est agrandie avant l'obtention de la rétribution unique, la contribution de base est versée pour la partie de l'installation qui est mise en service en premier et la contribution liée à la puissance en fonction de la date de mise en service des différentes parties de l'installation.</p> <p>6 Si une installation se compose de plusieurs champs de modules appartenant à diverses catégories aux termes de l'art. 7, la contribution de base se calcule selon la moyenne des taux pondérée en fonction de la puissance et la contribution liée à la puissance en fonction de la part de puissance par catégorie.</p>		
<p>Section 2 Ordre de prise en compte et liste d'attente</p>		
<p>Art. 43 Ordre de prise en compte</p> <p>1 La date de dépôt de la demande est déterminante pour la prise en compte d'une demande.</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>2 Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la puissance supplémentaire la plus importante sont choisis prioritairement.</p>	<p><u>1^{bis} Si le gestionnaire qui dépose une demande de rétribution unique pour de petites installations photovoltaïques a déjà déposé une demande pour ces mêmes installations en vertu des art. 22 ou 47, la date de dépôt de cette demande est déterminante.</u></p>	<p>Concernant l'al. 1^{bis}: Pour les installations qui ont déposé une demande de rétribution de l'injection ou de rétribution unique pour de grandes installations photovoltaïques et qui décident après la construction de l'installation de solliciter une rétribution unique pour de petites installations photovoltaïques, la date de dépôt de la première demande est déterminante.</p>
<p>Art. 44 Liste d'attente</p> <p>1 Si les moyens ne suffisent pas pour une prise en compte immédiate, les projets sont inscrits sur une liste d'attente en fonction de la date de dépôt de la demande, sauf s'ils ne remplissent manifestement pas les conditions d'octroi.</p> <p>2 L'organe d'exécution informe le requérant que son projet a été inscrit sur la liste d'attente.</p> <p>3 Il tient une liste d'attente pour les petites installations et une liste d'attente pour les grandes installations.</p> <p>4 Lorsque des moyens sont à nouveau disponibles, l'OFEN fixe des contingents dans le cadre desquels les projets figurant sur la liste d'attente des petites et des grandes installations peuvent être pris en compte.</p>		<p>Pour des raisons de rentabilité, il faudrait favoriser un plus gros contingent pour de grandes installations.</p> <p>Remarque relative à la réduction des listes d'attente (art. 21, art. 44, art. 54 et art. 78 OEneR) Le projet d'OEneR prévoit d'utiliser la date de dépôt de la demande de rétribution de l'injection, de rétribution unique et de contributions d'investissement comme critère de réduction des listes d'attente, ce qui n'est pas efficace du point de vue macroéconomique. Il convient d'examiner si, pour les installations qui déposent une demande après l'entrée en vigueur de la SE 2050, il est possible de réduire la liste d'attente en fonction de la puissance de l'installation et de la nécessité de renforcer le réseau.</p>
<p>Section 3 Procédure de demande pour les petites installations photovoltaïques</p>		
<p>Art. 45 Demande</p> <p>1 La demande de rétribution unique pour les petites installations photovoltaïques doit être déposée auprès de l'organe d'exécution après la mise en service de l'installation.</p> <p>2 Elle doit comporter l'ensemble des données et des documents visés à l'annexe 2.1, ch. 3.</p> <p>3 Les exploitants d'installations visées à l'art. 8, al. 3, sont tenus de communiquer, dans la demande, à l'organe d'exécution qu'ils renoncent à la rétribution de la contribution liée à la puissance pour la puissance à partir de 100 kW.</p> <p>4 Si l'exploitant a déjà déposé une demande au sens de l'art. 22 ou 47 pour la même installation, cette demande est réputée retirée suite au dépôt de la demande visée à l'al. 1.</p>		<p>Nous signalons le fait suivant: Cette réglementation implique que les petites installations PV ne peuvent être construites qu'en ignorant l'obtention oui ou non d'une contribution unique. Cette incertitude quant à l'obtention d'un encouragement pourrait pousser de nombreux exploitants potentiels de petites installations PV à renoncer à la construction de l'installation. Ceci n'est guère conforme à l'objectif de la Stratégie énergétique.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Art. 46 Fixation de la rétribution unique</p> <p>Lorsque l'installation remplit les conditions d'octroi et que des moyens sont disponibles pour sa prise en compte, l'organe d'exécution fixe le montant de la rétribution unique en se basant sur les taux prévus à l'annexe 2.1.</p>		
<p>Section 4 Procédure de demande pour les grandes installations photovoltaïques</p>		
<p>Art. 47 Demande</p> <p>1 La demande de rétribution unique pour les grandes installations photovoltaïques doit être déposée auprès de l'organe d'exécution.</p> <p>2 Elle doit comporter l'ensemble des données et des documents visés à l'annexe 2.1, ch. 4.1.</p> <p>3 Si la catégorie ou la puissance de l'installation projetée est modifiée après le dépôt de la demande, le requérant doit communiquer ce changement à l'organe d'exécution dans les meilleurs délais.</p>		
<p>Art. 48 Garantie de principe</p> <p>Lorsque les conditions d'octroi sont vraisemblablement remplies et que des moyens sont disponibles en suffisance, l'organe d'exécution garantit la rétribution unique dans son principe et fixe le montant maximal en se basant sur la puissance mentionnée dans la demande et sur les taux prévus à l'annexe 2.1.</p>		
<p>Art. 49 Délai et avis de mise en service</p> <p>1 L'installation doit être mise en service dans les 12 mois suivant l'octroi de la garantie visée à l'art. 48.</p> <p>2 La mise en service doit être annoncée à l'organe d'exécution dans les trois mois suivant la mise en service.</p> <p>3 L'avis de mise en service doit comporter les données et les documents mentionnés à l'annexe 2.1, ch. 4.2.</p> <p>4 Si le requérant ne peut pas respecter le délai de mise en service pour des raisons qui ne lui sont pas imputables, l'organe d'exécution peut le prolonger sur demande. La demande doit être déposée avant l'expiration du délai.</p> <p>5 L'organe d'exécution révoque la garantie visée à l'art. 48 et n'octroie pas de rétribution unique si la mise en service n'a pas lieu dans les délais.</p> <p>6 Il peut aussi révoquer la garantie visée à l'art. 48 s'il n'est pas avisé de la mise en service dans les trois mois suivant la mise en service.</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Art. 50 Fixation définitive de la rétribution unique</p> <p>1 Après réception de l'avis complet de mise en service, l'organe d'exécution fixe le montant définitif de la rétribution unique sur la base des données relatives à l'installation, authentifiées dans le cadre de la garantie d'origine. Le montant maximal fixé dans la garantie visée à l'art. 48 ne doit pas être dépassé.</p> <p>2 Si un requérant a mis en service son installation, pour laquelle des moyens sont disponibles, avant que la rétribution unique ne lui soit garantie dans son principe, l'organe d'exécution rend directement une décision selon l'al. 1 si la personne concernée a transmis l'avis complet de mise en service.</p>		
<p>Chapitre 5 Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques</p> <p>Section 1 Dispositions générales</p>		
<p>Art. 51 Agrandissement ou rénovation notable</p> <p>1 L'agrandissement d'une installation est réputé notable lorsque des mesures de construction permettent:</p> <p>a. d'accroître le débit équipé du cours d'eau déjà exploité d'au moins 20 %;</p> <p>b. d'augmenter la hauteur de chute brute moyenne d'au moins 10 %;</p> <p>c. d'utiliser davantage d'eau, à hauteur d'au moins 10 % de la quantité annuelle moyenne d'eau utilisée au cours des cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement;</p> <p>d. d'augmenter le volume d'accumulation utilisable d'au moins 15 %, ou</p> <p>e. d'augmenter la production annuelle nette d'au moins 20 % ou 30 GWh par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation avant la mise en service de l'agrandissement.</p> <p>2 La rénovation d'une installation est réputée notable:</p> <p>a. si au moins une composante principale de l'installation, telle que la prise d'eau, le barrage, le réservoir, la conduite forcée, les machines ou l'équipement électromécanique, est remplacée ou fait l'objet d'un assainissement total, et</p> <p>b. si l'investissement s'élève à au moins 10 ct. par kWh de</p>	<p>a. d'accroître le débit équipé du cours d'eau déjà exploité d'au moins <u>15</u> 20 %;</p> <p>e. d'augmenter la production annuelle nette <u>moyenne attendue</u> d'au moins 20 % ou 30 GWh par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation avant la mise en service de l'agrandissement.</p> <p>a. si au moins une composante principale de l'installation, telle que la prise d'eau, le barrage, le réservoir, la conduite forcée, les machines, <u>les pompes d'alimentation</u> ou l'équipement électromécanique, est remplacée ou fait l'objet d'un assainissement total, et</p> <p>b. si l'investissement <u>pour des installations d'une puissance</u></p>	<p>Concernant l'al. 1, let. a: Le seuil de «bagatelle» est trop élevé et doit être réduit de 20 à 15 %.</p> <p>Concernant l'al. 1, let. e: Il convient de s'appuyer sur la production attendue, de sorte que la satisfaction du critère ne dépende pas des conditions hydrologiques variables.</p> <p>Concernant l'al. 2, let. a: Ajout des pompes d'alimentation comme autre composante principale essentielle d'une installation</p> <p>Concernant l'al. 2, let. b: Le seuil de «bagatelle» est trop</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>la production nette sur une année en moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation.</p>	<p><u>d'au maximum 10 MW s'élève à au moins 10 ct. par kWh ou pour des installations d'une puissance supérieure à 10 MW à au moins 5 ct./kWh de la production nette sur une année en moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation;</u> <u>ou</u></p> <p><u>c. si la différence entre la production annuelle nette moyenne attendue avec rénovation et la production annuelle nette moyenne attendue sans rénovation au cours des cinq premières années complètes d'exploitation suivant la rénovation s'élève à au moins 20 % ou 30 GWh.</u></p>	<p>élevé pour les grandes installations. Une rénovation pour une installation avec une production annuelle de 500 GWh ne serait par exemple considérée comme notable qu'à partir d'une contribution d'investissement de 50 millions de CHF. Une répartition entre grandes (> 10 MW) et petites (< 10 MW) installations est donc judicieuse.</p> <p>Concernant l'al. 2, let. c: Cet ajout permet de garantir que le maintien de la force hydraulique existante par le biais de rénovations ne revêt pas d'une importance moindre pour la production totale de la force hydraulique en Suisse que la production supplémentaire réalisée par le biais des agrandissements.</p>
<p>Art. 52 Taux</p> <p>1 L'OFEN fixe la contribution d'investissement individuellement pour chaque installation conformément à l'art. 29, al. 2, LEnE.</p> <p>2 Pour les installations d'une puissance maximale de 10 MW, la contribution d'investissement s'élève au maximum:</p> <p>a. à 60 % des coûts d'investissement imputables pour les agrandissements notables;</p> <p>b. à 40 % des coûts d'investissement imputables pour les rénovations notables.</p> <p>3 Pour les installations d'une puissance supérieure à 10 MW, la contribution d'investissement s'élève au maximum:</p> <p>a. à 40 % des coûts d'investissement imputables pour les nouvelles installations et les agrandissements notables;</p> <p>b. à 20 % des coûts d'investissement imputables pour les rénovations notables.</p> <p>4 Le DETEC contrôle les taux au moins tous les cinq ans. En cas de modification substantielle des conditions, il demande au Conseil fédéral de les adapter.</p> <p>5 Pour les installations hydroélectriques frontalières, la contribution d'investissement est réduite de la part de souveraineté non suisse.</p>	<p>2 <i>Biffer</i></p> <p>3 <i>Biffer</i></p>	<p>Concernant les al. 2 et 3: Il ne faut opérer aucune distinction entre les nouvelles installations, les agrandissements notables et les rénovations notables:</p> <p>i) le fait que la production locale issue de la force hydraulique soit le résultat d'une création ou d'un maintien importe peu pour le bilan;</p> <p>ii) d'un point de vue écologique, le maintien des installations par le biais de rénovations est plus judicieux que les créations ou interventions majeures ou nouvelles dues à des installations nouvelles ou des agrandissements notables;</p> <p>iii) étant donné que la distinction n'est pas prévue conformément à l'art. 26 LEnE, les deux al. 2 et 3 peuvent être biffés sans remplacement.</p> <p>iv) L'art. 26 LEnE ne confère aucune base légale permettant de différencier au niveau de l'ordonnance.</p>
<p>Section 2 Ordre de prise en compte des installations hydroélectriques d'une puissance maximale de 10 MW et liste d'attente</p>	<p>Section 2 Ordre de prise en compte des installations hydroélectriques d'une puissance maximale de 10 MW et liste d'attente</p>	<p>Pour les installations < 10 MW, les projets du système de rétribution de l'injection sont en concurrence avec les projets aspirant à une contribution d'investissement, l'ensemble des projets étant financés par les mêmes fonds (art. 36 LEnE). Une part doit ainsi être provisionnée pour les contributions d'investissement. On renonce cependant sciemment à défi-</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		nir une clé de répartition.
<p>Art. 53 Ordre de prise en compte</p> <p>1 La date de dépôt de la demande est déterminante pour la prise en compte d'un projet d'agrandissement ou de rénovation notable d'une installation hydroélectrique d'une puissance maximale de 10 MW.</p> <p>2 Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la production supplémentaire la plus importante sont choisis prioritairement.</p>	<p><i>Biffer et remplacer par un nouvel article 53</i></p> <p>Art. 53 Moyens mis à disposition</p> <p>1 <u>Les moyens qui peuvent être utilisés pour les contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance maximale de 10 MW sont attribués à un rythme biennal.</u></p> <p>2 <u>La période de deux ans débute le 1^{er} janvier de l'année correspondant à une date de référence. Les dates de référence sont le 30 juin 2018, le 30 juin 2020, le 30 juin 2022, le 30 juin 2024, le 30 juin 2026, le 30 juin 2028 et le 30 juin 2030.</u></p> <p>3 <u>Le montant des moyens utilisés pour les contributions d'investissement pour les installations hydroélectriques d'une puissance maximale de 10 MW est défini par...</u></p>	<p>Concernant les al. 1 et 2: comme pour les installations > 10 MW. Là aussi, une hiérarchisation des demandes les plus efficaces doit avoir lieu avec le regroupement.</p> <p>Concernant l'al. 3: Pour les installations < 10 MW, les projets du système de rétribution de l'injection sont en concurrence avec les projets sollicitant une contribution d'investissement pour les mêmes ressources (art. 36 LEne). L'allocation des ressources doit être réglementée de manière appropriée.</p>
<p>Art. 54 Liste d'attente</p> <p>1 Si les moyens ne suffisent pas pour une prise en compte immédiate, les projets sont inscrits sur une liste d'attente, sauf s'ils ne remplissent manifestement pas les conditions d'octroi.</p> <p>2 L'OFEN informe le requérant que son projet a été inscrit sur la liste d'attente.</p> <p>3 Lorsque des moyens sont à nouveau disponibles, les projets sont pris en compte en fonction de la date de dépôt de la demande.</p>	<p><i>Biffer et remplacer par un nouvel article 54</i></p> <p>Art. 54 Ordre de prise en compte</p> <p>1 <u>Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont encore disponibles, les demandes déposées par la suite</u></p>	<p>L'efficacité doit occuper le premier plan non seulement pour les grandes centrales hydrauliques, mais aussi pour les petites. Il convient par conséquent de rejeter la date de dépôt de la demande comme premier critère d'attribution. Ainsi, les art. 55 et 56 OEnER doivent être repris de ma-</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
	<p><u>peuvent aussi être prises en compte au fur et à mesure jusqu'à ce que les moyens disponibles pour ces deux années soient épuisés.</u></p> <p><u>2 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.</u></p> <p><u>3 La production supplémentaire en cas d'agrandissements se calcule en fonction de la production annuelle nette moyenne attendue par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement.</u></p> <p><u>4 La production supplémentaire en cas de rénovations se calcule en fonction de la différence entre la production annuelle nette moyenne attendue avec rénovation et la production annuelle nette moyenne attendue sans rénovation au cours des cinq premières années complètes d'exploitation suivant la rénovation.</u></p> <p><u>5 Les demandes pour les installations qui ne peuvent pas être prises en compte sont réévaluées aux dates de référence suivantes en même temps que les nouvelles demandes conformément aux al. 1 à 3, pour autant qu'elles n'aient pas été retirées dans l'intervalle. Sur demande, l'OFEN autorise le début anticipé des travaux conformément à l'art. 36. Il considère alors le report à la date de référence suivante comme un sérieux préjudice.</u></p> <p><u>6 Si des moyens réservés pour un projet ne sont pas utilisés, ils sont utilisés au fur et à mesure pour la prise en compte de projets dans l'ordre en vertu des al. 1 à 3.</u></p>	<p>nière analogue également pour les petites centrales hydrauliques.</p>
<p>Section 3 Ordre de prise en compte des installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW</p>		
<p>Art. 55 Moyens disponibles</p>		
<p>1 Les moyens qui peuvent être utilisés pour les contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW (art. 38, al. 2, OEne) sont attribués à un rythme quadriennal.</p>	<p>1 Les moyens qui peuvent être utilisés pour les contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW (art. 38, al. 2, OEne) sont attribués à un rythme quadriennal <u>biennal</u>.</p>	<p>Les périodes de quatre ans sont trop longues. Si un projet ne peut pas être pris en compte à la date de référence du fait d'un manque de moyens, sa réalisation ne peut guère attendre quatre années ou ne serait généralement pas rentable.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>2 La période de quatre ans débute le 1er janvier de l'année correspondant à une date de référence. Les dates de référence sont le 30 juin 2018, le 30 juin 2022, le 30 juin 2026 et le 30 juin 2030.</p>	<p>2 La période de quatre <u>deux</u> ans débute le 1^{er} janvier de l'année correspondant à une date de référence. Les dates de référence sont le 30 juin 2018, <u>le 30 juin 2020</u>, le 30 juin 2022, <u>le 30 juin 2024</u>, le 30 juin 2026, <u>le 30 juin 2028</u> et le 30 juin 2030.</p>	
<p>Art. 56 Ordre de prise en compte</p> <p>1 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont encore disponibles, les demandes déposées par la suite peuvent aussi être prises en compte au fur et à mesure jusqu'à ce que les moyens disponibles pour ces quatre années soient épuisés.</p> <p>2 Si les demandes déposées jusqu'à une date de référence ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets de nouvelle installation ou d'agrandissement qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.</p> <p>3 Si toutes les demandes de contribution d'investissement pour de nouvelles installations ou des agrandissements déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont ensuite encore disponibles, les projets de rénovation sont pris en compte. Les projets qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.</p> <p>4 Les demandes pour des installations qui ne peuvent pas être prises en compte sont réévaluées aux dates de référence suivantes en même temps que les nouvelles demandes conformément aux al. 1 à 3, pour autant qu'elles</p>	<p>1 Si toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont encore disponibles, les demandes déposées par la suite peuvent aussi être prises en compte au fur et à mesure jusqu'à ce que les moyens disponibles pour ces quatre <u>deux</u> années soient épuisés.</p> <p>2 Si les demandes déposées jusqu'à une date de référence ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets de nouvelle installation ou d'agrandissement qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.</p> <p>3 <u>La production supplémentaire en cas d'agrandissements se calcule en fonction de la production annuelle nette moyenne attendue par rapport à la moyenne des cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement. Si toutes les demandes de contribution d'investissement pour de nouvelles installations ou des agrandissements déposées jusqu'à une date de référence peuvent être prises en compte et si des moyens sont ensuite encore disponibles, les projets de rénovation sont pris en compte. Les projets qui présentent la production supplémentaire la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de contribution d'investissement sont choisis prioritairement.</u></p> <p>3^{bis} <u>La production supplémentaire en cas de rénovations se calcule en fonction de la différence entre la production annuelle nette moyenne attendue avec rénovation et la production annuelle nette moyenne attendue sans rénovation au cours des cinq premières années complètes d'exploitation suivant la rénovation.</u></p> <p>4 Les demandes pour des installations qui ne peuvent pas être prises en compte sont réévaluées aux dates de référence suivantes en même temps que les nouvelles demandes conformément aux al. 1 à 3, pour autant qu'elles</p>	<p>Concernant les al. 1 et 2:</p> <p>i) Il ne faut opérer aucune distinction entre les nouvelles installations, les agrandissements notables et les rénovations notables (cf. justification art. 52);</p> <p>ii) Si le rythme quadriennal prévu devait en outre être mis en œuvre, cette hiérarchisation mènerait à ce qu'aucune contribution d'investissement ne soit de fait versée pour les rénovations, étant donné que le contingent pourrait constamment être épuisé par les nouvelles installations et les agrandissements notables. Cela ne va pas dans le sens du législateur, qui souhaitait clairement soutenir aussi les rénovations.</p> <p>Concernant les al. 3 et 3^{bis}: La définition de la production supplémentaire en cas de rénovation, qui comporte une part escomptée, permet de hiérarchiser l'ensemble des demandes en fonction du même critère.</p> <p>Concernant l'al. 4: Le report du début des travaux de 4 ans (ou, conformément à la proposition, de 2 ans) pourrait souvent s'avérer impossible ou non rentable. Du point de vue de l'autorité, l'autorisation ne crée aucun préjudice, dans la</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>n'aient pas été retirées dans l'intervalle.</p> <p>5 Si des moyens réservés pour un projet ne sont pas utilisés, ils servent au fur et à mesure à la prise en compte des projets dans l'ordre établi aux al. 1 à 3.</p>	<p>n'aient pas été retirées dans l'intervalle. <u>L'OFEN octroie sur demande une autorisation pour le début anticipé des travaux conformément à l'art. 36 en considérant le report à la date de référence suivante comme un sérieux préjudice.</u></p> <p><u>6 La décision concernant la prise en compte doit être communiquée aux requérants au plus tard trois mois après la date de référence.</u></p>	<p>mesure où elle ne contient pas de droit à une contribution d'investissement.</p> <p>Concernant l'al. 6: Un nouveau délai pour l'OFEN doit être défini moyennant le nouvel alinéa 6. Les procédures jusqu'à l'obtention d'une autorisation de construire durent souvent plusieurs années. La décision de construire était jusqu'à présent prise, en général, peu après l'obtention de l'autorisation de construire et en présence de tous les coûts. Les travaux de construction débutaient alors souvent 2 à 3 mois plus tard. Il est donc important que l'on dispose de la décision de l'OFEN en temps utile.</p>
<p>Section 4 Procédure de demande</p>		
<p>Art. 57 Demande</p> <p>1 La demande de contribution d'investissement doit être déposée auprès de l'OFEN.</p> <p>2 Elle ne peut être présentée qu'après l'obtention d'un permis de construire exécutoire ou, si le projet ne nécessite aucun permis de construire, qu'une fois la constructibilité du projet démontrée.</p> <p>3 Elle doit comporter l'ensemble des données et des documents visés à l'annexe 2.2.</p>	<p>2 Elle ne peut être présentée qu'après l'obtention d'un permis de construire exécutoire ou, le projet ne nécessite aucun permis de construire, qu'une fois dans des cas justifiés, <u>qu'une fois la constructibilité du projet démontrée.</u></p>	<p>Concernant l'al. 2: Etant donné qu'une décision d'investissement définitive peut également dépendre des contributions de la Confédération, seule la constructibilité du projet doit être démontrée lors du dépôt de la demande, dans des cas justifiés.</p>
<p>Art. 58 Garantie de principe</p> <p>Lorsqu'il ressort de l'examen de la demande que les conditions d'octroi sont remplies et que des moyens sont disponibles pour sa prise en compte, l'OFEN garantit la contribution d'investissement dans son principe et fixe ce qui suit:</p> <p>a. le montant de la contribution d'investissement en pourcentage des coûts d'investissement imputables compte tenu des coûts supplémentaires non amortissables attendus;</p> <p>b. le montant maximal que la contribution d'investissement ne doit pas dépasser;</p> <p>c. la date à laquelle la construction doit commencer au plus tard;</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>d. le plan de paiement visé à l'art. 64; e. le délai de mise en service de l'installation.</p>		
<p>Art. 59 Avis de mise en service 1 Un avis de mise en service doit être remis à l'OFEN après la mise en service. 2 Il doit comporter au moins les données et les documents suivants: a. date de mise en service; b. procès-verbal de reprise; c. modifications éventuelles par rapport aux données figurant dans la demande.</p>		
<p>Art. 60 Avis de fin des travaux 1 Un avis de fin des travaux doit être remis à l'OFEN au plus tard un an après la mise en service. 2 Il doit comporter au moins les données et les documents suivants: a. décompte détaillé des coûts de construction; b. liste des coûts d'investissement imputables et des coûts d'investissement non imputables.</p>		
<p>Art. 61 Prolongation des délais Sur demande, l'OFEN peut prolonger les délais de mise en service et de remise de l'avis de fin des travaux: a. si le requérant ne peut pas respecter le délai pour des raisons qui ne lui sont pas imputables, et b. si la demande est déposée avant l'expiration du délai.</p>		
<p>Art. 62 Annonce de la production nette La production nette annuelle depuis la mise en service doit être annoncée à l'OFEN après la cinquième année complète d'exploitation.</p>		
<p>Art. 63 Fixation définitive de la contribution d'investissement 1 Dès réception de l'avis de fin des travaux et de l'annonce de la production nette, l'OFEN examine si l'ensemble des conditions d'octroi sont encore remplies. 2 Les coûts supplémentaires non amortissables sont recalculés sur la base de la moyenne annuelle de la production nette annoncée, des scénarios de prix actuels et du taux d'intérêt calculé actuel.</p>	<p>2 Les coûts supplémentaires non amortissables sont recalculés sur la base <u>des coûts d'investissement imputables définitifs</u> et de la moyenne annuelle de la production nette annoncée, des scénarios de prix actuels et du taux d'intérêt calculé actuel.</p>	<p>Concernant l'al. 2: i) L'actualisation ultérieure du scénario de prix et du taux d'intérêt calculé entraînerait une grande incertitude quant au montant de la contribution d'investissement au moment de l'investissement. Il y a fort à douter que des in-</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>3 Le montant définitif de la contribution d'investissement est fixé sur la base du résultat de l'examen visé à l'al. 1 et du calcul visé à l'al. 2.</p> <p>4 Si la production nette annuelle moyenne est inférieure à la production ou à la production supplémentaire présentée dans la demande, la contribution d'investissement peut être réduite en conséquence.</p>		<p>vestissements plus importants seraient entrepris avec de tels impondérables. Comme déjà mentionné à l'art. 38, la sécurité des investissements est indispensable.</p> <p>ii) Compte tenu de la durée d'utilisation restante de plus de 40 ans, l'actualisation du scénario de prix et du taux d'intérêt au bout de 5 ans ne conduit pas à de meilleures estimations, mais accroît uniquement la charge. Seuls les coûts d'investissement réellement imputables doivent être actualisés.</p>
<p>Art. 64 Versement échelonné de la contribution d'investissement</p> <p>1 La contribution d'investissement est versée en plusieurs tranches.</p> <p>2 Dans la garantie visée à l'art. 58, l'OFEN fixe le moment du versement des différentes tranches et les montants à verser par tranche au cas par cas (plan de paiement).</p> <p>3 La première tranche peut être versée au plus tôt au début des travaux. En cas d'autorisation d'un début anticipé des travaux en vertu de l'art. 36, le premier versement est effectué au plus tôt lors de l'octroi de la garantie visée à l'art. 58.</p> <p>4 La dernière tranche ne peut être versée qu'après la fixation définitive de la contribution d'investissement. D'ici là, au maximum 80 % du montant maximal fixé dans la garantie visée à l'art. 58 peuvent être versés.</p>		
<p>Section 5 Critères de mesure</p>		
<p>Art. 65 Coûts d'investissement imputables</p> <p>1 Les coûts de construction, de planification et de direction des travaux ainsi que les prestations propres de l'exploitant sont imputables pour le calcul de la contribution d'investissement:</p> <p>a. s'ils sont en lien direct avec les parties de l'installation nécessaires à la production d'électricité et démontrés;</p> <p>b. s'ils sont directement nécessaires pour augmenter ou maintenir la production d'électricité;</p> <p>c. s'ils sont appropriés, et</p>	<p>1 Les coûts de construction, de planification, <u>de financement</u> et de direction des travaux ainsi que les prestations propres de l'exploitant sont imputables pour le calcul de la contribution d'investissement: [...]</p>	<p>Concernant l'al. 1: Les coûts de financement sont des coûts pertinents dans le cadre de projets d'investissement et sont, dans la pratique, pris en compte à chaque décompte du projet. En l'occurrence, cela est particulièrement pertinent car les versements ont en partie lieu juste après l'apparition des coûts. Pour le calcul, il est possible d'utiliser le taux d'intérêt calculé conformément à l'art. 70.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>d. s'ils sont exécutés de manière efficace.</p> <p>2 Les coûts de planification et de direction des travaux sont pris en compte à concurrence de 15 % au maximum des coûts de construction imputables.</p> <p>3 Les prestations propres de l'exploitant telles que les prestations de planification ou de construction propres ne sont imputables que si elles sont usuelles et peuvent être justifiées au moyen d'un rapport de travail détaillé.</p>		
<p>Art. 66 Coûts non imputables</p> <p>Ne sont notamment pas imputables:</p> <p>a. les coûts de construction de parties de l'installation qui interviennent avant l'octroi de la garantie de principe ou de l'autorisation de l'OFEN visant un début anticipé des travaux;</p> <p>b. les coûts qui sont indemnisés d'une autre manière, en particulier les coûts des mesures visées à l'art. 83a de la loi fédérale</p>		
<p>Art. 67 Coûts de revient capitalisés</p> <p>1 Les coûts de revient se composent des éléments suivants:</p> <p>a. coûts d'investissement imputables;</p>	<p>1 Les coûts de revient <u>capitalisés correspondent aux sorties de trésorerie escomptées</u> et se composent des éléments suivants:</p> <p><u>a^{bis}. en cas de rénovations, valeur résiduelle des parties d'installation existantes nécessaires à l'exploitation:</u></p>	<p>En principe: les art. 67 et 68 décrivent un calcul de la valeur actuelle nette. Cet élément doit être formulé dans l'OEnER de façon à correspondre à un calcul d'investissement courant.</p> <p>Concernant l'al. 1: Le concept de «coûts de revient capitalisés» est certes employé dans la loi, mais il est inconnu dans les documents de référence. La notion doit par conséquent être précisée à l'al. 1. Conformément aux explications, «les coûts de revient n'entrent pas sous forme de taux (CHF/kWh)», ce qui est en soi une contradiction, car les coûts de revient sont toujours entendus dans les documents de référence comme une valeur par unité d'énergie. Etant donné qu'il s'agit d'un modèle de cash-flow escompté (discounted cash flow, DCF) – comme cela est habituel pour les calculs d'investissement –, il conviendrait de clarifier que les «coûts de revient» désignent des entrées et des sorties de trésorerie.</p> <p>Concernant l'al. 1, let. a^{bis}: En cas de rénovations, la valeur résiduelle des parties d'installation existantes nécessaires à l'exploitation doit également être prise en compte. Les entrées de trésorerie de l'installation globale ne peuvent pas uniquement être utilisées pour l'amortissement de l'investissement de rénovation. Les parties d'installation existantes ne faisant pas l'objet d'une rénovation doivent elles aussi être amorties par les entrées de trésorerie.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>b. coûts d'exploitation de l'installation, coûts d'entretien et autres coûts d'exploitation;</p> <p>c. réinvestissements;</p> <p>d. autres coûts, notamment coûts pour l'énergie que nécessitent d'éventuelles pompes d'alimentation au prix du marché, et coûts liés au remplacement de l'accumulation d'eau;</p> <p>e. coûts des redevances hydrauliques conformément aux réglementations légales en vigueur;</p> <p>f. coûts de capital;</p> <p>g. impôts directs, pour autant que l'ayant droit ne soit pas exonéré d'impôts.</p>	<p>c. réinvestissements <u>investissements de remplacement</u>;</p> <p>d. autres coûts, notamment coûts pour l'énergie que nécessitent d'éventuelles pompes d'alimentation au prix du marché, et <u>coûts liés au remplacement de l'accumulation d'eau, ainsi que coûts pour le dédommagement d'autres centrales pour leurs pertes de production</u>;</p> <p>f. <i>Biffer</i></p> <p>g. impôts directs, pour autant que l'ayant droit ne soit pas exonéré d'impôts.</p> <p><u>h. coûts liés à la valorisation de l'énergie et aux fonctions centralisées</u>;</p> <p><u>i. toutes les autres prestations de concession</u>;</p> <p><u>j. coûts d'opportunité pour la fourniture de services-système</u>.</p>	<p>Concernant l'al. 1, let. d: Il arrive souvent que les centrales doivent dédommager les centrales en aval pour une modification des heures ou volumes de débit.</p> <p>Concernant l'al. 1, let. f: La rémunération du capital ne relève pas du calcul de la valeur actuelle nette. Cf. al. a^{bis}.</p> <p>Concernant l'al. 1, let. g: Même en cas d'exonération fiscale, des impôts peuvent être dus dans le canton d'implantation.</p> <p>Concernant l'al. 1, let. h et l'al. 7: Il faut tenir compte de l'ensemble des coûts en valeur nominale pour la mise à disposition des produits commercialisables. Ces coûts sont dus à la flexibilité d'utilisation et à l'efficacité du regroupement des travaux, même en cas de fourniture de services-système infime ou nulle.</p> <p>Concernant l'al. 1, let i: Les autres prestations de concession – énergie gratuite, par exemple – sont parfois considérables et ne peuvent par conséquent pas être négligées.</p> <p>Concernant l'al. 1, let j: Les coûts d'opportunité pour la fourniture de services-systèmes doivent être pris en compte, étant donné que les recettes des services-système le sont également.</p>
<p>2 Les coûts visés à l'al. 1, let. b, sont imputés avec au total 2 % des coûts d'investissement chaque année.</p>	<p>2 Les coûts visés à l'al. 1, let. b, sont imputés avec au total 2 % des coûts d'investissement chaque année <u>ou d'après le relevé des coûts effectifs majorés du renchérissement sur la durée d'utilisation restante</u>.</p>	<p>Concernant l'al. 2: Notamment en cas de rénovations pour lesquelles un calcul de la rentabilité de l'ensemble de la centrale est établi, le calcul sur la base de coûts d'exploitation effectifs en valeur nominale doit lui aussi être imputable, en plus du calcul forfaitaire.</p>
<p>3 Les coûts de capital s'obtiennent en multipliant le capital nécessaire à l'exploitation par le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 70.</p>	<p>3 <i>Biffer</i></p>	

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>4 Les recettes attendues, notamment celles de la vente des garanties d'origine, doivent être déduites des coûts.</p> <p>5 Les coûts de revient se calculent sur la durée d'utilisation restante (art. 71). Ils doivent être justifiés chaque année comme des montants absolus des coûts effectifs.</p> <p>6 Ils sont capitalisés selon le taux d'intérêt calculé au sens de l'art. 70.</p>	<p>4 Les recettes <u>supplémentaires</u> attendues, notamment celles de la vente des garanties d'origine <u>et de l'offre de services-système</u>, doivent être déduites des coûts.</p> <p>5 Les coûts de revient se calculent sur la durée d'utilisation restante (art. 71), <u>jusqu'à la fin de la concession au maximum cependant</u>. Ils doivent être justifiés chaque année comme des montants absolus des coûts effectifs.</p> <p>6 Ils sont <u>capitalisés escomptés de façon homogène et pour chaque année</u> selon le taux d'intérêt <u>nominal</u> calculé au sens de l'art. 70.</p> <p><u>7 Selon l'al. 1 let. h, les coûts sont imputés de façon forfaitaire à hauteur de CHF 8 par MWh de production nette, majorés du renchérissement sur la durée d'utilisation restante.</u></p>	<p>Concernant l'al. 4: Il convient de prendre en compte l'ensemble des recettes du produit commercialisable.</p> <p>Concernant l'al. 5: Le «discounted cash flow (DCF)» doit être limité à la fin de la concession. Cela correspond à l'étude de rentabilité dans la pratique. Aujourd'hui, beaucoup de communes de montagne craignent qu'on leur laisse des «ruines» lors du retour des constructions car elles savent que les exploitants doivent baser leur décision d'investissement sur la possibilité d'amortissement jusqu'à la fin de la concession.</p> <p>Concernant l'al. 6: L'ordonnance n'est pas claire sur la question de la formation du calcul des coûts non amortissables selon un modèle DCF réel ou nominal. Nous considérons qu'un modèle nominal serait plus simple. Il convient par conséquent d'utiliser aussi un taux d'escompte nominal. En outre: contrairement aux explications (p. 21), les coûts annuels effectifs ne peuvent pas être capitalisés selon le taux d'intérêt applicable à l'année visée. Il y a précisément un taux d'escompte par calcul DCF.</p> <p>Concernant l'al. 7: Tous les coûts liés à la mise à disposition d'un produit viable sur le marché doivent être pris en compte. Les coûts mentionnés sont occasionnés par la gestion flexible ainsi que le regroupement efficace de travaux auprès du partenaire des sociétés de partenaires, même si pas ou que peu de services-système sont fournis. Le législateur a reconnu à juste titre qu'un point de vue économique englobe toujours le partenaire des sociétés de partenaires, raison pour laquelle c'est lui l'ayant-droit à la prime de marché en vertu de l'art. 30, al. 2. Ces coûts doivent être pris en compte moyennant un forfait de 8 CHF/MWh afin de satisfaire à une application uniforme et de faciliter la tâche à l'autorité responsable. Cette valeur a été confirmée ces dernières années à travers une application à de multiples reprises.</p>
<p>Art. 68 Prix de marché capitalisé réalisable et recettes du marché réalisables</p> <p>1 Le prix de marché capitalisé réalisable se calcule en se fondant sur le scénario de prix visé à l'al. 2 et sur le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 70.</p>	<p>Art. 68 Prix de marché capitalisé réalisable et recettes du marché <u>capitalisées</u> réalisables</p> <p>1 Le prix de marché capitalisé réalisable <u>correspond au prix de marché escompté</u> et se calcule en se fondant sur le scénario de prix visé à l'al. 2 et sur le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 70.</p>	<p>Titre: Il convient d'opposer les recettes du marché capitalisées ou escompté et non pas les recettes du marché aux coûts de revient capitalisés ou escomptés.</p> <p>Concernant l'al. 1: il convient de préciser.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>2 L'OFEN établit le scénario de prix sur une base horaire, l'actualise chaque année et le met à la disposition des exploitants.</p>	<p>2 L'OFEN établit le scénario de prix <u>nominal</u> sur une base horaire <u>pour les 80 prochaines années</u>, l'actualise chaque année <u>accompagné d'un rapport sur les hypothèses sous-jacentes ainsi que les facteurs d'influence quantitatifs</u> et le met à la disposition des exploitants. <u>Il tient compte du principe de précaution par rapport aux perspectives du marché. Le scénario de prix est une prévision des prix de l'électricité au moment de leur réalisation.</u></p>	<p>Concernant l'al. 2: La méthode prévue par l'OFEN n'est applicable que si ce dernier met à disposition des scénarios de prix nominaux pour les 80 prochaines années. Il convient également de noter qu'aucune indication détaillée n'explique comment les prévisions de prix de marché sont calculées et actualisées. Les prix de marché sont cependant déterminants pour le calcul des investissements non amortissables. Dans le cadre du business plan, il est essentiel de pouvoir évaluer à quel montant l'OFEN estimera les prix. De plus, les scénarios de prix ne devraient pas constituer une boîte noire. Ils devraient être expliqués dans un rapport. Les scénarios de prix établis par la Confédération jusqu'à présent étaient chaque fois nettement trop élevés. Afin de ne pas mettre en péril l'utilisation des moyens prévus par le législateur, il convient de partir en principe, pour ce calcul de contrôle, d'une évolution du marché plutôt prudente et non pas d'une évolution optimiste. En ancrant le principe de précaution, on doit éviter que des scénarios trop optimistes soient utilisés pour le présent but. Le scénario doit en outre être calculé en fonction d'une prévision de prix spot pour le marché day-ahead (au moment de la réalisation).</p>
<p>3 Les recettes du marché réalisables se calculent, pour chaque année de la durée d'utilisation restante, en multipliant le prix de marché capitalisé réalisable par la production nette attendue. Le calcul doit se fonder sur un profil de production optimisé sur le plan économique. Pour les installations d'une puissance maximale à 10 MW, il est possible de se fonder sur des profils de production standard.</p>	<p>3 Les recettes du marché <u>capitalisés ou escomptés</u> réalisables se calculent, pour chaque année de la durée d'utilisation restante, en multipliant le prix de marché <u>capitalisé escompté</u> réalisable par la production nette attendue. Le calcul doit se fonder sur un profil de production optimisé sur le plan économique. Pour les installations d'une puissance maximale à 10 MW, il est possible de se fonder sur des profils de production standard.</p>	<p>Concernant l'al. 3: Les recettes du marché sont escomptées, elles aussi, et non seulement le prix de marché (cf. titre).</p>
<p>Art. 69 Coûts supplémentaires non amortissables</p> <p>1 Les coûts supplémentaires non amortissables visés à l'art. 29, al. 2, LEnE se calculent sur la durée d'utilisation restante comme la différence entre les coûts de revient capitalisés et les recettes du marché réalisables pour chaque année.</p> <p>2 En cas d'agrandissement d'installations existantes, les recettes du marché supplémentaires qui résultent de l'agrandissement sont déterminantes.</p> <p>3 En cas de rénovation d'installations existantes, les recettes du marché réalisables qui résultent de l'ensemble de la</p>	<p>2 En cas d'agrandissement d'installations existantes, les recettes du marché supplémentaires qui en résultent sont déterminantes. <u>Elles sont exclusivement mises en regard des coûts (sorties de trésorerie) de l'agrandissement.</u></p> <p>3 En cas de rénovation d'installations existantes, les recettes du marché réalisables qui résultent de l'ensemble de la</p>	<p>Concernant l'al. 2: Il convient de préciser. Conformément à la modification suggérée à l'art. 67, le terme «sortie de trésorerie» est à mentionner dans cet alinéa.</p> <p>Concernant l'al. 3: Il convient de préciser. Conformément à la modification suggérée à l'art. 67, le terme «sortie de trésorerie» est à mentionner dans cet alinéa.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
production nette de l'installation sont déterminantes.	production nette de l'installation sont déterminantes. <u>Elles sont mises en regard des coûts (sorties de trésorerie) de l'installation globale.</u>	rie» est à mentionner dans cet alinéa.
<p>Art. 70 Taux d'intérêt calculé</p> <p>Le taux d'intérêt calculé correspond au coût moyen pondéré du capital. Sous réserve des dérogations visées à l'annexe 3, le calcul et la communication se fondent sur l'art. 13, al. 3, let. b, et al. 3^{bis}, de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) en relation avec l'annexe 1 OApEI.</p>	<p>Le taux d'intérêt <u>nominal</u> calculé correspond au coût moyen pondéré du capital. Sous réserve des dérogations visées à l'annexe 3, le <u>Le</u> calcul et la communication se fondent sur l'annexe 3 l'art. 13, al. 3, let. b, et al. 3^{bis}, de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) en relation avec l'annexe 1 OApEI.</p>	<p>Il convient de préciser qu'il s'agit d'un WACC nominal. En outre, l'annexe 3 doit être rédigée comme une annexe autonome. Il faut éviter les renvois à des différences par rapport à d'autres annexes d'ordonnance.</p>
<p>Art. 71 Durée d'utilisation restante</p> <p>La durée d'utilisation de la nouvelle composante de l'installation qui présente la plus longue durée d'utilisation selon le tableau de l'annexe 2.2 sert à déterminer la durée d'utilisation restante.</p>	<p>La durée d'utilisation de la nouvelle composante de l'installation qui présente la plus longue durée d'utilisation selon le tableau de l'annexe 2.2 sert à déterminer la durée d'utilisation restante, <u>au maximum cependant jusqu'à l'expiration de la concession.</u></p>	<p>Le DCF doit être limité à la fin de la concession. Cela correspond à l'étude de rentabilité dans la pratique. Aujourd'hui, beaucoup de communes de montagne craignent qu'on leur laisse des «ruines» lors du retour des constructions car elles savent que les exploitants doivent baser leur décision d'investissement sur la possibilité d'amortissement jusqu'à la fin de la concession.</p> <p>Cela est notamment vrai pour les parties dites «humides» faisant l'objet d'un retour. Si la fin de vie technique de telles parties d'installation n'est pas atteinte à la fin de la concession, l'exploitant doit «ré-acquérir» les installations sous forme d'indemnité de renoncement au retour dans le cadre d'un renouvellement de concession. Il ne peut donc pas amortir les installations sur la durée de la concession.</p>
<p>Chapitre 6 Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse</p> <p>Section 1 Conditions d'octroi</p>		
<p>Art. 72 Définitions</p> <p>1 Sont réputées usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM), selon l'art. 24, al. 1, let. c, LEne, les installations destinées au traitement thermique des déchets visées aux art. 31 et 32 de l'ordonnance du 1^{er} janvier 2016 sur les déchets (OLED).</p> <p>2 Sont réputées installations au gaz d'épuration selon l'art. 24, al. 1, let. c, LEne, les installations destinées à utiliser le gaz d'épuration des stations d'épuration communales, que des cosubstrats collectés y fermentent ou non.</p> <p>3 Sont réputées centrales électriques à bois d'importance régionale selon l'art. 24, al. 1, let. c, LEne, les installations</p>	<p>3 Sont réputées centrales électriques à bois d'importance régionale selon l'art. 24, al. 1, let. c, LEne, les installations</p>	<p>Concernant l'al. 3: La limite de 3 MW ne corespond pas aux objectifs de développement de la Stratégie énergétique 2050.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
destinées à la production d'électricité à partir du bois d'une puissance électrique inférieure ou égale à 3 MW.	destinées à la production d'électricité à partir du bois d'une puissance électrique inférieure ou égale à 3 MW.	
<p>Art. 73 Agrandissement ou rénovation notable</p> <p>1 L'agrandissement d'une installation est réputé notable lorsque des mesures de construction permettent d'augmenter d'au moins 25 % la production annuelle d'électricité par rapport à la moyenne des trois dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement.</p> <p>2 La rénovation d'une installation est réputée notable lorsque les coûts d'investissement imputables de la rénovation atteignent au moins les montants suivants:</p> <p>a. 15 millions de francs pour les UIOM;</p> <p>b. 250 000 francs pour les installations au gaz d'épuration;</p> <p>c. 600 000 francs pour les centrales électriques à bois d'importance régionale.</p>	<p>1 L'agrandissement d'une installation est réputé notable lorsque des mesures de construction permettent d'augmenter d'au moins 25 % la production <u>moyenne</u> annuelle d'électricité <u>attendue</u> par rapport à la moyenne des trois dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement.</p> <p>3 <u>La rénovation d'une installation est également réputée notable lorsque la différence entre la production moyenne annuelle nette attendue avec rénovation par rapport à la production moyenne annuelle nette sans rénovation est d'au moins 25 % pour les cinq années complètes d'exploitation après la rénovation.</u></p>	Cf. remarque concernant l'art. 51
<p>Art. 74 Exigences énergétiques minimales</p> <p>1 Les exigences énergétiques minimales sont fixées à l'annexe 2.3.</p> <p>2 En cas de rénovation notable, l'installation doit produire au moins autant d'électricité après la rénovation qu'avant celle-ci.</p>		
<p>Section 2 Taux</p>		
<p>Art. 75 Taux des contributions d'investissement</p> <p>1 L'OFEN fixe la contribution d'investissement individuellement pour chaque installation conformément à l'art. 29, al. 2, LEne.</p> <p>2 La contribution d'investissement s'élève au maximum à 20 % des coûts d'investissement imputables.</p> <p>3 Le DETEC contrôle ce taux au moins tous les cinq ans. En cas de modification substantielle des conditions, il demande au Conseil fédéral de l'adapter.</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Art. 76 Contribution maximale</p> <p>La contribution d'investissement ne peut pas dépasser les montants suivants:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. 6 millions de francs pour les UIOM; b. 1,5 million de francs pour les installations au gaz d'épuration; c. 3,75 millions de francs pour les centrales électriques à bois d'importance régionale. 		
<p>Section 3 Ordre de prise en compte et liste d'attente</p>		
<p>Art. 77 Ordre de prise en compte</p> <p>1 Une demande est prise en compte en fonction de sa date de dépôt.</p> <p>2 Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la production supplémentaire d'électricité la plus importante sont choisis prioritairement.</p>	<p>2 Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets <u>qui présentent la production supplémentaire d'électricité la plus importante par rapport aux moyens dus au titre de la contribution d'investissement</u> sont choisis prioritairement.</p>	<p>Concernant l'al. 2: Les subventions doivent être allouées de la manière la plus efficace possible.</p>
<p>Art. 78 Liste d'attente</p> <p>1 Si les moyens ne suffisent pas pour une prise en compte immédiate, les projets sont inscrits sur une liste d'attente, sauf s'ils ne remplissent manifestement pas les conditions d'octroi.</p> <p>2 L'OFEN informe le requérant que son projet a été inscrit sur la liste d'attente.</p> <p>3 Lorsque des moyens sont à nouveau disponibles, les projets sont pris en compte en fonction de la date de dépôt de la demande.</p>		
<p>Section 4 Procédure de demande</p>		
<p>Art. 79 Demande</p> <p>1 La demande de contribution d'investissement doit être déposée auprès de l'OFEN.</p> <p>2 Elle ne peut être présentée qu'après l'obtention d'un permis de construire exécutoire ou, si le projet ne nécessite aucun permis de construire, qu'une fois la constructibilité du projet démontrée.</p> <p>3 Elle doit comporter l'ensemble des données et des documents visés à l'annexe 2.3.</p>	<p>2 Elle ne peut être présentée qu'après l'obtention d'un permis de construire exécutoire ou, <u>si le projet ne nécessite aucun permis de construire, dans des cas justifiés, qu'une fois la constructibilité du projet</u> démontrée.</p>	<p>Concernant l'al. 2: Étant donné qu'une décision d'investissement définitive peut également dépendre des contributions de la Confédération, seule la constructibilité du projet doit être démontrée lors du dépôt de la demande, dans des cas justifiés.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Art. 80 Garantie de principe</p> <p>Lorsqu'il ressort de l'examen de la demande que les conditions d'octroi sont remplies et que des moyens sont disponibles pour sa prise en compte, l'OFEN garantit la contribution d'investissement dans son principe et fixe ce qui suit:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. le montant de la contribution d'investissement en pourcentage des coûts d'investissement imputables compte tenu des coûts supplémentaires non amortissables attendus; b. le montant maximal que la contribution d'investissement ne doit pas dépasser; c. la date à laquelle la construction doit commencer au plus tard; d. le plan de paiement visé à l'art. 85; e. le délai de mise en service de l'installation. 		
<p>Art. 81 Avis de mise en service</p> <p>L'art 59 s'applique par analogie à l'obligation de transmettre un avis de mise en service.</p>		
<p>Art. 82 Avis de fin des travaux</p> <p>1 Un avis de fin des travaux doit être remis à l'OFEN au plus tard deux ans après la mise en service.</p> <p>2 Il doit comporter au moins les données et les documents suivants:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. décompte détaillé des coûts de construction; b. liste des coûts d'investissement imputables et des coûts d'investissement non imputables; c. annonce de la production nette de la première année complète d'exploitation. 		
<p>Art. 83 Prolongation des délais</p> <p>L'art. 61 s'applique par analogie à la prolongation des délais de mise en service et de remise de l'avis de fin des travaux.</p>		
<p>Art. 84 Fixation définitive de la contribution d'investissement</p> <p>1 Dès réception de l'avis de fin des travaux, l'OFEN examine si l'ensemble des conditions d'octroi sont encore remplies.</p> <p>2 Les coûts supplémentaires non amortissables sont recalculés sur la base de la production nette annoncée, des scénarios de prix actuels et du taux d'intérêt calculé actuel.</p>	<p>2 Les coûts supplémentaires non amortissables sont recalculés sur la base <u>des coûts d'investissement imputables définitifs de la production nette annoncée, des scénarios de prix actuels et du taux d'intérêt calculé actuel.</u></p>	<p>Concernant l'al. 2 : Compte tenu de la durée d'utilisation restante, l'actualisation du scénario de prix et du taux d'intérêt ne conduit pas à de meilleures estimations, mais accroît uniquement la charge. Seuls les coûts d'investissement réellement imputables doivent être actualisés.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>3 Le montant définitif de la contribution d'investissement est fixé sur la base du résultat de l'examen visé à l'al. 1 et du calcul visé à l'al. 2.</p> <p>4 Si la production nette est inférieure à la production ou à la production supplémentaire présentée dans la demande, la contribution d'investissement peut être réduite en conséquence.</p>		<p>La formulation conformément au projet génère de grandes incertitudes pour l'investisseur au moment de la décision d'investir étant donné que la contribution d'investissement peut encore changer en raison de facteurs non influençables et d'hypothèses confuses (scénarios de prix, taux d'intérêt).</p>
<p>Art. 85 Versement échelonné de la contribution d'investissement</p> <p>1 La contribution d'investissement est versée en plusieurs tranches.</p> <p>2 Dans la garantie visée à l'art. 80, l'OFEN fixe le moment du versement des différentes tranches et les montants à verser par tranche au cas par cas (plan de paiement).</p> <p>3 La première tranche peut être versée au plus tôt au le début des travaux. En cas d'autorisation d'un début anticipé des travaux en vertu de l'art. 36, le premier versement est effectué au plus tôt lors de l'octroi de la garantie visée à l'art. 80.</p> <p>4 La dernière tranche ne peut être versée qu'après la fixation définitive de la contribution d'investissement. D'ici là, au maximum 80 % du montant maximal fixé dans la garantie visée à l'art. 80 peuvent être versés.</p>	<p>4 La dernière tranche ne peut <u>doit</u> être versée qu'après la fixation définitive de la contribution d'investissement. D'ici là, au maximum 80 % du montant maximal fixé dans la garantie visée à l'art. 80 peuvent être versés.</p>	
<p>Section 5 Critères de mesure</p>		
<p>Art. 86 Coûts d'investissement imputables</p> <p>Les coûts d'investissement visés à l'art. 65 sont imputables par analogie.</p>		
<p>Art. 87 Coûts non imputables</p> <p>Ne sont notamment pas imputables:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. les coûts de construction de parties de l'installation qui interviennent avant l'octroi de la garantie de principe ou de l'autorisation de l'OFEN visant un début anticipé des travaux; b. les coûts pour les parties de l'installation destinées au traitement thermique des déchets; 		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>c. les coûts pour les parties de l'installation destinées au traitement des eaux usées;</p> <p>d. les coûts pour les parties de l'installation destinées au traitement des combustibles ou à l'exploitation d'un réseau de chaleur à distance.</p>		
<p>Art. 88 Coûts de revient capitalisés</p> <p>1 Les coûts de revient se composent des éléments suivants:</p> <p>a. coûts d'investissement imputables;</p> <p>b. coûts d'exploitation de l'installation, coûts d'entretien et autres coûts d'opération;</p> <p>c. réinvestissements;</p> <p>d. coûts de capital.</p> <p>2 Les coûts visés à l'al. 1, let. b, sont imputés avec au total 2 % des coûts d'investissement chaque année.</p> <p>3 Les coûts de capital s'obtiennent en multipliant le capital nécessaire à l'exploitation par le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 91.</p> <p>4 Les recettes attendues, notamment celles de la vente des garanties d'origine, doivent être déduites des coûts.</p> <p>5 Pour les centrales électriques à bois d'importance régionale, les impôts directs et les coûts énergétiques, déduction faite des recettes provenant de la vente de chaleur, sont en outre pris en compte comme des coûts récurrents.</p> <p>6 Les coûts de revient se calculent sur la durée d'utilisation restante (art. 92). Ils doivent être justifiés chaque année comme des montants absolus des coûts effectifs.</p> <p>7 Ils sont capitalisés selon le taux d'intérêt calculé au sens de l'art. 91.</p>	<p><u>e. impôts directs.</u></p> <p>5 <i>Biffer</i></p> <p><i>L'article doit du reste être adapté par analogie avec l'art. 67.</i></p>	<p>Concernant l'al. 1, let. e: Les impôts directs font également partie des coûts de revient. Ils doivent être pris en compte pour toutes les technologies, et non uniquement pour les centrales électriques à bois, comme prévu par l'al. 5.</p> <p>Concernant l'al. 5: Les impôts directs font partie des coûts de revient pour toutes les installations de biomasse et doivent par conséquent être réglés à l'al. 1.</p> <p>Il n'est pas opportun de traiter les centrales électriques à bois différemment des autres installations de biomasse, qui disposent elles aussi d'une vente de chaleur. Cette réglementation dévaloriserait les centrales électriques à bois par rapport aux autres installations de biomasse.</p>
<p>Art. 89 Prix de marché capitalisé réalisable et recettes du marché réalisables</p> <p>1 Le prix de marché capitalisé réalisable se calcule en se fondant sur le scénario de prix visé à l'al. 2 et sur le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 91.</p>	<p><i>L'article doit être adapté par analogie avec l'art. 68.</i></p>	

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>2 L'OFEN établit le scénario de prix sur une base horaire, l'actualise chaque année et le met à la disposition des exploitants.</p> <p>3 Les recettes du marché réalisables se calculent, pour chaque année de la durée d'utilisation restante, en multipliant le prix de marché capitalisé réalisable par la production nette attendue.</p>		
<p>Art. 90 Coûts supplémentaires non amortissables</p> <p>L'art. 69 s'applique par analogie au calcul des coûts supplémentaires non amortissables visés à l'art. 29, al. 2, LEne.</p>		
<p>Art. 91 Taux d'intérêt calculé</p> <p>L'art. 70 s'applique par analogie au calcul et à la communication du taux d'intérêt calculé.</p>		
<p>Art. 92 Durée d'utilisation restante</p> <p>La durée d'utilisation de la nouvelle composante de l'installation qui présente la plus longue durée d'utilisation selon le tableau de l'annexe 2.3, sert à déterminer la durée d'utilisation restante.</p>		
<p>Chapitre 7 Prime de marché rétribuant l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques</p>		
<p>Art. 93 Précisions concernant le droit à la prime de marché</p> <p>1 La prime de marché est accordée non seulement aux grandes installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW, mais aussi aux groupes d'installations si toutes les installations individuelles d'un tel groupe sont reliées sur le plan hydraulique, optimisées conjointement et si les coûts de revient ne sont pas couverts dans l'ensemble.</p> <p>2 Il n'y a pas de transfert du risque, au sens de l'art. 30, al. 2, LEne, de devoir prendre en charge des coûts de revient non couverts vers une entreprise d'approvisionnement en électricité, si l'achat d'électricité repose sur des contrats dont la durée est inférieure à trois ans ou qui ont été conclus depuis le 1er janvier 2016. L'entreprise d'approvisionnement en électricité n'a pas droit à la prime de marché.</p> <p>3 L'al. 2 s'applique par analogie à un propriétaire qui n'est pas une entreprise d'approvisionnement en électricité mais qui achète de l'électricité sur la base de tels contrats.</p>		Concernant l'al. 2: préciser éventuellement (double négation difficilement compréhensible)

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Art. 94 Recettes du marché</p> <p>1 Seules les recettes qui proviennent de la vente d'électricité sur le marché (recettes du marché) sont prises en compte. Les autres recettes, notamment les recettes des services-système et des garanties d'origine, ne sont pas prises en compte.</p> <p>2 Les recettes du marché sont déterminées sur la base du prix du marché pour chaque grande installation hydroélectrique, séparément, à l'aide de son profil horaire effectif. Pour les installations dont l'électricité va à plusieurs ayants droit à la prime de marché, le profil effectif correspondant à leur part est déterminant pour les ayants droit.</p> <p>3 Est considéré comme prix du marché, aussi pour l'électricité négociée hors bourse, le prix spot horaire pour la zone de prix Suisse, converti à un cours mensuel en francs suisses.</p> <p>4 Pour une installation participant au système de rétribution de l'injection, le taux de rétribution qui correspond à la part de l'installation dans le groupe d'installations (art. 93, al. 1) est considéré comme recettes du marché.</p>	<p>1 Seules les <u>Les</u> recettes qui proviennent de la vente d'électricité, <u>de garanties d'origine et d'autres certificats</u> sur le marché (recettes du marché) sont prises en compte. Les autres recettes, notamment ainsi que les recettes des services-système et des garanties d'origine, ne sont pas prises en compte.</p> <p>2 Les recettes du marché sont déterminées sur la base du prix du marché pour chaque grande installation hydroélectrique, séparément, à l'aide de son profil horaire effectif. Pour les installations dont l'électricité va à plusieurs ayants droit à la prime de marché, le profil <u>qu'ils ont annoncé effectif</u> correspondant à leur part est déterminant pour les ayants droit.</p>	<p>Concernant l'al. 1: Il convient de prendre en compte l'ensemble des recettes et des coûts. Les recettes issues des services-système sont facilement calculables <i>ex post</i>.</p> <p>Concernant l'al. 2: Il peut y avoir des différences entre le plan d'utilisation de la centrale que les partenaires annoncent à l'exploitant de l'installation partenaire et le programme réellement effectif de l'installation de production (optimisation de la centrale de l'entreprise gérant l'exploitation). Il convient de préciser le profil qui doit être annoncé. Le profil annoncé par les entreprises partenaires est pertinent pour les recettes de marché.</p>
<p>Art. 95 Coûts de revient et autres coûts</p> <p>1 Seuls les coûts d'exploitation et les coûts de capital calculés indispensables pour une production efficace sont pris en compte comme coûts de revient. Ne sont pas pris en compte les autres coûts, notamment les dépenses pour des prestations de services globales et les impôts sur le bénéfice pour autant qu'aucun gain n'ait été réalisé; l'impôt demeure dû de manière fixe sur la base d'une convention et indépendamment des bénéfices réels.</p>	<p>1 Seuls les coûts d'exploitation, <u>les taxes, les impôts et d'autres prestations de concession</u>, et les coûts de capital calculés <u>et coûts d'opportunité pour la fourniture de services-système, indispensables nécessaires</u> pour une production efficace sont pris en compte comme coûts de revient. Ne sont pas pris en compte les autres coûts, notamment les dépenses pour des prestations de services globales et les impôts sur le bénéfice pour autant qu'aucun gain n'ait été réalisé; l'impôt demeure dû de manière fixe sur la base d'une convention et indépendamment des bénéfices réels. Ils recouvrent notamment aussi les coûts liés à la valorisation de l'énergie et aux fonctions centralisées ainsi que les impôts théoriques.</p> <p><u>1^{bis} Les coûts liés à la valorisation de l'énergie et aux fonctions centralisées sont imputés de façon forfaitaire à hauteur de CHF 8 par MWh de production nette.</u></p>	<p>Concernant les al. 1 et 1^{bis}: Il convient de prendre en compte l'ensemble des coûts pour la mise à disposition du produit commercialisable. Les coûts liés à la valorisation de l'énergie et aux fonctions centralisées sont dus à la flexibilité d'utilisation et à l'efficacité du regroupement des travaux, même en cas de fourniture de services-système infime ou nulle.</p> <p>Le tarif de CHF 8/MWh a été confirmé dans toute la branche dans le cadre de multiples applications (assainissement des débits résiduels, imposition des centrales partenaires).</p> <p>Les impôts théoriques sont également utilisés dans le cadre des contributions d'investissement et permis lors de l'imputation des coûts de revient d'après l'EICom.</p> <p>Les concepts figurant dans l'ordonnance doivent être harmonisés. Sur le fond, le contenu des coûts d'exploitation manque de clarté, même en comparaison avec l'art. 67, al. 1.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>2 Pour les coûts de capital, le taux d'intérêt calculé visé à l'art. 70 est déterminant.</p> <p>3 Par ailleurs, l'OFEN peut préciser les coûts d'exploitation et de capital, y compris les amortissements, dans une directive. Il peut aussi autoriser la prise en compte de coûts spécialement justifiés dans cette directive ou au cas par cas.</p> <p>4 Si l'électricité provient d'une grande installation hydroélectrique pour laquelle l'exploitant a obtenu une contribution d'investissement conformément à l'art. 24, al. 1, let. b, LEne, les amortissements et les intérêts diminuent d'autant.</p>	<p>3 Par ailleurs, <u>sur proposition de la branche de l'électricité</u>, l'OFEN peut préciser les coûts d'exploitation et de capital, y compris les amortissements, dans une directive. Il peut aussi autoriser la prise en compte de coûts spécialement justifiés dans cette directive ou au cas par cas.</p>	<p>Concernant l'al. 3: En ce qui concerne la détermination des coûts d'exploitation et de capital, il convient de miser sur le principe de la subsidiarité qui a fait ses preuves.</p>
<p>Art. 96 Déduction de l'approvisionnement de base</p> <p>1 Les ayants droit à la prime de marché qui sont chargés de l'approvisionnement de base doivent, pour déterminer la déduction arithmétique de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 1, LEne), inclure l'ensemble de leur potentiel de vente réalisable dans l'approvisionnement de base.</p> <p>2 A la place de cette déduction, ils peuvent appliquer une déduction ajustée de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 2, LEne). Cette déduction s'obtient en retranchant de la première déduction l'électricité provenant d'autres énergies renouvelables qu'ils vendent au titre de l'approvisionnement de base (quantité renouvelable). Une telle réduction n'est pas admissible lorsqu'il s'agit d'électricité:</p> <p>a. qui participe au système de rétribution de l'injection ou bénéficie d'une autre forme de soutien;</p> <p>b. qui ne provient pas de propres installations, à moins que l'achat se fonde sur des contrats à long terme conclus avant le 1^{er} janvier 2016.</p> <p>3 Ceux qui ont dans leur portefeuille de l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques ne peuvent faire de moyenne des coûts de revient non couverts, pondérée en fonction des quantités. La prime de marché est accordée aux ayants droit par installation en fonction de leur taux de prime de marché. Celui-ci se calcule comme quotient de:</p>	<p><u>2^{bis} Les ayants droit à la prime de marché qui sont chargés de l'approvisionnement de base peuvent y écouler intégralement la quantité déterminée pour la déduction de l'approvisionnement de base à des coûts de revient.</u></p> <p>3 Ceux qui ont dans leur portefeuille de l'électricité produite par de grandes installations hydroélectriques <u>Les entreprises qui produisent de l'électricité à partir de plusieurs grandes installations hydroélectriques ayant droit à la prime de marché</u> ne peuvent faire de moyenne des coûts de revient non couverts, pondérée en fonction des quantités. La prime de marché est accordée aux ayants droit par installation en fonction de leur taux de prime de marché. Celui-ci se calcule comme quotient de:</p>	<p>Concernant l'al. 2^{bis}: Il convient de préciser</p> <p>Concernant l'al. 3: Il convient de préciser car le concept de portefeuille n'est pas défini ici. L'article de loi désigne les installations ayant droit à la prime de marché.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>a. la différence entre l'ensemble de l'électricité produite par des grandes installations hydroélectriques avec des coûts de revient non couverts dans le portefeuille et la déduction de l'approvisionnement de base appliquée conformément à l'al. 1 ou 2; par</p> <p>b. l'ensemble de l'électricité produite par des grandes installations hydroélectriques avec des coûts de revient non couverts dans le portefeuille.</p> <p>4 Si un ayant droit à la prime de marché obtient globalement davantage avec la prime de marché ainsi calculée et les ventes d'électricité provenant des installations concernées dans l'approvisionnement de base que ce qui est nécessaire pour couvrir les coûts de revient, la prime de marché se réduit au montant qui permet d'atteindre globalement cette couverture.</p>	<p>a. la différence entre l'ensemble de l'électricité produite par des grandes installations hydroélectriques avec des coûts de revient non couverts dans le portefeuille et la déduction de l'approvisionnement de base appliquée conformément à l'al. 1 ou 2; par</p> <p>b. l'ensemble de l'électricité produite par des grandes installations hydroélectriques avec des coûts de revient non couverts dans le portefeuille.</p>	
<p>Art. 97 Prise en compte globale de l'entreprise en lien avec l'approvisionnement de base</p> <p>1 Si l'ayant droit à la prime de marché est une entreprise appartenant à une entreprise d'approvisionnement en électricité dont les secteurs, notamment la production, l'exploitation du réseau et l'approvisionnement de base, sont répartis en entités juridiques autonomes, il doit se faire imputer le potentiel des autres entités en matière d'approvisionnement de base.</p> <p>2 Les entités juridiques autonomes qui forment un secteur d'une entreprise d'approvisionnement en électricité peuvent aussi vendre au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 2, LEne) l'électricité produite par des grandes installations hydroélectriques si elles ne sont pas elles-mêmes des ayants droit à la prime de marché, mais qu'une autre entité de l'entreprise bénéficie de ce droit. Celles qui ne sont pas liées de la sorte à un ayant droit à la prime de marché, mais par la seule appartenance à un groupe, par exemple, n'ont pas ce droit.</p>	<p>1 <i>Biffer</i></p> <p>2 <i>Biffer</i></p> <p>Nouvelle formulation:</p> <p><u>1 Si l'énergie de l'entreprise ayant droit à la prime de marché est en principe facturée au prix de revient, conformément à l'art. 4, al. 1, OApEI, aux consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base des filiales, sociétés affiliées et sociétés mères l'entreprise ayant droit à la prime de marché doit tenir compte de ce potentiel d'approvisionnement de base de ces filiales, sociétés affiliées et sociétés mères.</u></p>	<p>Biffer les al. 1 et 2 et prévoir une nouvelle formulation à la place.</p> <p>Il convient de renvoyer ici à la LApEI et à l'OApEI car ce sont elles qui règlent le droit à la fourniture d'énergie au prix de revient. Sinon, on court le risque de voir émerger une pratique différente. De plus, le terme «secteur» manque de clarté et ne devrait pas être utilisé.</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
	<p><u>2 Si l'énergie de l'entreprise ayant droit à la prime de marché peut en principe être facturé au prix de revient, conformément à l'art. 4, al. 1, OApEI, aux consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base de filiales, sociétés affiliées et sociétés mères, ces dernières peuvent vendre dans l'approvisionnement de base et au prix de revient l'électricité issue de grandes centrales hydrauliques (art. 31, al. 2, LEne).</u></p>	
<p>Art. 98 Demande</p> <p>1 Les ayants droit à la prime de marché doivent déposer leur demande auprès de l'OFEN jusqu'au 31 mai de l'année suivant celle pour laquelle ils sollicitent la prime de marché.</p> <p>2 La demande doit porter sur l'ensemble de l'électricité de leur portefeuille donnant droit à une prime de marché et démontrer les éléments suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. installations desquelles provient l'électricité et parts d'électricité correspondantes; b. profils horaires effectifs par installation; c. coûts imputables par installation sur la base des comptes annuels; d. si une installation relève du système de rétribution de l'injection: sa part de production dans le groupe d'installations, y compris le profil horaire effectif; e. les conditions donnant droit à la prime de marché. <p>3 Dans les cas qui comprennent l'approvisionnement de base, les ayants droit à la prime de marché chargés de l'approvisionnement de base présentent en outre, le cas échéant avec le soutien des entités de l'entreprise qui leur sont associées, les éléments suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. potentiel en matière d'approvisionnement de base; b. déduction de l'approvisionnement de base appliquée (art. 96, al. 1 ou 2); c. quantité renouvelable (art. 96, al. 2); d. vente effective dans le cadre de l'approvisionnement de base par installation; e. s'il y a plusieurs installations: indications sur la façon dont les recettes de l'approvisionnement de base et la prime de marché se répercutent sur la couverture des coûts de revient (art. 96, al. 4). <p>4 Les exploitants d'installations ventilent en temps utile les parts de leur production en fonction des destinataires, à l'intention des ayants droit à la prime de marché qui leur sont associés. Les ayants droits à la prime de marché remettent cette répartition en même temps que la demande.</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Sur demande de l'OFEN et au terme de la procédure, ils lui donnent la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation et lui remettent les documents pertinents pour la prime de marché. Le propriétaire, l'exploitant de l'installation et les entités de l'entreprise qui leur sont associées les soutiennent dans cette démarche. Le cas échéant, l'OFEN peut directement s'adresser à ces acteurs.</p>		
<p>Art. 99 Procédure auprès de l'OFEN</p> <p>1 L'OFEN peut, dans la décision où il fixe la prime de marché, se réserver le cas échéant la possibilité d'une correction ultérieure.</p> <p>2 Si les moyens ne suffisent globalement pas pour une année (art. 38, al. 2, OEne), il réduit proportionnellement les primes de marché de chaque bénéficiaire. S'il ne réduit pas la prime dans la décision initiale mais qu'il la corrige ultérieurement, par exemple après le règlement d'autres cas, il le fait aussi par voie de décision.</p> <p>3 Il verse si possible les primes de marché l'année du dépôt de la demande, le cas échéant avec une retenue provisoire partielle des moyens alloués.</p> <p>4 L'EiCom soutient l'OFEN dans le cadre de l'exécution, en particulier en lui fournissant les données dont elle dispose sur l'approvisionnement de base. Elle contrôle notamment, en coordination avec l'OFEN, si les ayants droit à la prime de marché ne vendent pas non plus dans le cadre de l'approvisionnement de base l'électricité pour laquelle ils perçoivent la prime de marché. L'OFEN soutient ce contrôle en fournissant les données nécessaires dont il dispose.</p>	<p>4 L'EiCom soutient l'OFEN dans le cadre de l'exécution, en particulier en lui fournissant les données dont elle dispose sur l'approvisionnement de base. Elle contrôle notamment, en coordination avec l'OFEN, en contrôlant si les ayants droit à la prime de marché ne vendent pas non plus dans le cadre de l'approvisionnement de base l'électricité pour laquelle ils perçoivent la prime de marché. L'OFEN soutient ce contrôle en fournissant les données nécessaires dont il dispose.</p>	<p>Concernant l'al. 4: Il n'est pas nécessaire et donc infondé que l'EiCom fournisse des données à l'OFEN à des fins de contrôle. Il suffit que l'OFEN soumette les demandes sous une forme adaptée à l'EiCom et que cette dernière procède à la vérification sur la base de ses données découlant des déclarations de coûts et en indique le résultat à l'OFEN. Les déclarations de coûts des entreprises sont en principe soumises au secret commercial et doivent être protégées.</p>
<p>Art. 100 Restitution</p> <p>1 L'OFEN peut procéder à des vérifications subséquentes. Les bénéficiaires d'une prime de marché, les propriétaires et les entités de l'entreprise qui leur sont associées doivent transmettre, sur demande, les informations et les documents nécessaires à l'OFEN.</p> <p>2 S'il résulte des vérifications qu'un bénéficiaire a perçu indûment une prime de marché ou une prime de marché trop élevée en raison de fausses indications, l'OFEN exige, jusqu'à cinq ans après le dernier versement, la restitution de la prime perçue en trop pour toutes les années concernées (art. 30, al. 3, de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions).</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Chapitre 8 Evaluation, publication, renseignements, communication de données à la Direction générale des douanes, contrôle et mesures</p>		
<p>Art. 101 Evaluation</p> <p>1 L'OFEN évalue les données sur les projets et les installations pour lesquels un encouragement a été sollicité en vertu de la présente ordonnance, en vue de la planification des moyens disponibles du fonds alimenté par le supplément et du contrôle de l'efficacité des instruments d'encouragement.</p> <p>2 Pour ce faire, il peut utiliser toutes les indications figurant dans la demande, les éventuels avis d'avancement du projet et l'avis de mise en service.</p> <p>3 Il peut en outre utiliser la quantité d'électricité produite, le montant des aides versées et le montant des coûts d'exécution pour ses évaluations.</p> <p>4 Il peut publier les résultats des évaluations.</p> <p>5 L'organe d'exécution met les données nécessaires aux évaluations à la disposition de l'OFEN chaque mois ou sur demande.</p>		
<p>Art. 102 Publication</p> <p>1 L'OFEN publie les données suivantes sur les installations pour lesquelles une aide est versée en vertu de la présente ordonnance, indépendamment de leur taille:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. nom ou raison de commerce de l'exploitant et emplacement de l'installation; b. agent énergétique utilisé; c. catégorie et type d'installation; d. puissance avant et après l'investissement; e. montant de l'aide; f. date de la demande; g. date de mise en service. <p>2 Sur les installations qui participent au système de rétribution de l'injection, il publie en outre la quantité d'électricité bénéficiant de la rétribution et la durée de rétribution.</p> <p>3 S'agissant de la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques, il publie le nom ou la raison de commerce des bénéficiaires de la prime de marché et, par bénéficiaire:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. le montant total de la prime de marché; b. le nombre d'installations pour lesquelles il perçoit la prime de marché; c. la quantité d'électricité produite par de grandes installa- 		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>tions hydroélectriques qui est vendue dans le cadre de la prime de marché dans l'approvisionnement de base.</p>		
<p>Art. 103 Renseignements</p> <p>1 L'organe d'exécution ou l'OFEN communique des renseignements:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. aux requérants sur la position qu'occupe leur projet sur la liste d'attente; b. aux cantons sur l'ensemble des projets et des installations situés sur leur territoire; c. aux communes sur l'ensemble des installations en exploitation situées sur leur territoire. <p>2 Les cantons et les communes traitent les données reçues de manière confidentielle. Ils ne sont notamment pas autorisés à s'en servir pour planifier des installations devant être réalisées:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. par eux-mêmes; b. par l'un de leurs établissements, ou c. par une société à laquelle ils participent. <p>3 Les dispositions sur le principe de la transparence et les dispositions sur la protection des données pour les organes fédéraux s'appliquent aux renseignements individuels.</p>		
<p>Art. 104 Communication de données à la Direction générale des douanes</p> <p>Pour l'exécution de l'ordonnance du 20 novembre 1996 sur l'imposition des huiles minérales, l'OFEN communique à la Direction générale des douanes les données ci-après relatives aux exploitants d'installation qui produisent de l'électricité à partir de biomasse:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. le nom et l'adresse des personnes physiques et des associations de personnes, ou la raison de commerce et le siège des personnes morales; b. des indications sur le genre, la quantité et la provenance des matières premières biogènes; c. des indications sur le genre, la quantité et la provenance des carburants et combustibles issus de matières premières biogènes; d. des indications sur l'électricité et la chaleur produites à partir de carburants et de combustibles; e. des indications sur l'installation, en particulier les procédés de production, la capacité, la puissance, le rendement et la date de mise en service. 		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Art. 105 Contrôle et mesures</p> <p>1 L'OFEN contrôle si les exigences légales sont respectées. A cet effet, il peut exiger les documents et les informations nécessaires, organiser des contrôles ou effectuer des contrôles par échantillonnage. Il examine la situation lorsqu'il y a des présomptions fondées d'irrégularités.</p> <p>2 Lorsqu'il ressort du contrôle ou de l'expertise que les exigences légales ont été violées, l'OFEN et l'organe d'exécution décident des mesures appropriées dans leurs domaines de compétences respectifs.</p> <p>3 L'OFEN est par ailleurs habilité à exiger les documents et les informations nécessaires ainsi qu'à organiser des contrôles en vue d'établir une rentabilité excessive.</p>	<p><i>Biffer</i></p>	<p>Charge supplémentaire inutile</p>
<p>Chapitre 9 Dispositions finales</p>		
<p>Art. 106 Disposition transitoire relative à la fin de la durée de rétribution selon l'ancien droit</p> <p>Pour les installations qui perçoivent une rétribution de l'injection selon l'ancien droit, la rétribution est versée jusqu'au 31 décembre de l'année où sa durée prend fin.</p>		
<p>Art. 107 Disposition transitoire relative à la réduction de la liste d'attente pour les autres techniques de production</p> <p>Les projets qui, conformément à l'art. 3g^{bis}, al. 4, let. b, ch. 1, de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie dans sa version du 2 décembre 2016, ont progressé dans la liste d'attente jusqu'au 31 octobre 2016 en raison de l'avis complet de mise en service ou de l'avis d'avancement du projet ou, pour les petites installations hydroélectriques et les installations éoliennes, en raison du second avis d'avancement du projet, sont pris en compte selon l'ordre suivant:</p> <p>a. les projets qui ont progressé jusqu'au 31 octobre 2015: en fonction de la date d'annonce;</p> <p>b. les projets qui ont progressé jusqu'au 31 octobre 2016: en fonction de la date d'annonce.</p>		<p>[<i>Ne concerne que le texte allemand: La distinction entre les alinéas a et b n'est pas visible.</i>]</p>
<p>Art. 108 Dispositions transitoires relatives aux installations photovoltaïques</p> <p>1 Les installations pour lesquelles un exploitant a déjà demandé ou obtenu une rétribution unique avant le 1^{er} janvier 2018 et dont la puissance globale est égale ou supérieure à 30 kW avant cette même date ne donnent pas droit à une rétribution unique pour la puissance supérieure à 30 kW.</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>2 Les installations d'une puissance comprise entre 30 et moins de 100 kW qui étaient déjà annoncées pour la rétribution du courant injecté à prix coûtant selon l'ancien droit sont prises en compte en fonction de la date de transmission de l'avis de mise en service.</p> <p>3 Les exploitants d'installations qui étaient déjà annoncées pour la rétribution du courant injecté à prix coûtant selon l'ancien droit doivent exercer le droit d'option visé à l'art. 9 jusqu'au 30 juin 2018. Si le droit d'option n'est pas exercé dans ce délai, l'annonce est considérée comme une demande de rétribution unique.</p> <p>4 Les exploitants d'installations d'une puissance comprise entre 30 et moins de 100 kW qui étaient déjà annoncées pour la rétribution du courant injecté à prix coûtant selon l'ancien droit doivent informer l'organe d'exécution jusqu'au 30 juin 2018 si la puissance atteint ou dépasse vraisemblablement 100 kW en raison d'une modification du projet. Sans annonce, l'installation est considérée comme une petite installation et la contribution liée à la puissance est tout au plus versée pour la puissance allant jusqu'à 99,9 kW.</p>	<p><u>5 Les exploitants, auxquels une rétribution a déjà été garantie (décision positive) avant l'entrée en vigueur, bénéficient du taux de rétribution et de la durée de rétribution selon l'ancien droit.</u></p>	<p>Concernant l'al. 5: L'ordonnance n'éclaircit pas à quel taux de rétribution a droit un exploitant auquel a déjà été garanti une rétribution (décision positive) avant l'entrée en vigueur. Pour ces producteurs, la nouvelle législation doit être interprétée de façon à ce qu'à l'avenir, la rétribution sera fixée sur la base du nouveau droit et des taux de rétribution réduits. Or, il convient d'assurer la continuité des taux et la durée de rétribution selon l'ancien droit.</p>
	<p><u>Art. 108a Dispositions transitoires relatives aux installations de biomasse</u></p> <p><u>Si le gestionnaire qui dépose une demande de contribution d'investissement pour une installation de biomasse a déjà déposé une demande de rétribution à prix coûtant pour la même installation en vertu de l'ancien droit, la date de dépôt de cette demande est déterminante.</u></p>	<p>Pour les installations qui ont déposé une demande de rétribution de l'injection pour installations de biomasse et qui décident de solliciter une contribution d'investissement, la date de dépôt de la première demande doit être déterminante.</p>
<p>Art. 109 Dispositions transitoires relatives à la commercialisation directe</p> <p>1 Sont exemptés de l'obligation de commercialisation directe les exploitants de nouvelles installations d'une puissance:</p> <p>a. inférieure à 500 kW au cours des deux premières années suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance;</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>b. égale ou supérieure à 500 kW au cours de la première année suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance.</p> <p>2 Sont en outre exemptés de l'obligation de commercialisation directe les exploitants d'installations visés à l'art. 15, al. 2, au cours de la première année suivant l'entrée en vigueur de la présente ordonnance (art. 72, al. 5, LEne).</p>		
<p>Art. 110 Disposition transitoire relative à la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques</p> <p>1 La prime de marché peut être versée pour la première fois en 2018 pour les demandes relatives à l'année 2017 et pour la dernière fois en 2022 pour les demandes relatives à l'année 2021.</p> <p>2 Les ayants droit peuvent faire usage du droit de vendre l'électricité au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 3, LEne) pour la première fois en 2018 pour l'année 2018 et pour la dernière fois en 2022 pour l'année 2022.</p>	<p>2 Les ayants droit peuvent faire usage du droit de vendre <u>prendre en compte</u> l'électricité au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base (art. 31, al. 3, LEne) pour la première fois en 2018 pour l'année 2018 et pour la dernière fois en 2022 pour l'année 2022.</p>	<p>Concernant l'al. 2: La quantité d'énergie vendue, les recettes ainsi que les coûts engendrés ne peuvent être calculés que l'année suivante sur la base de coûts réels. D'éventuelles différences entre les recettes réelles et les coûts réels sont réduites ensuite au fil du temps à travers des différences de couverture. La formulation du Conseil fédéral pourrait empêcher l'imputation basée sur la post-calculation aux valeurs réelles.</p>
	<p><u>Art. 110a Dispositions transitoires relatives à la force hydraulique</u></p> <p><u>Les nouveaux investissements réalisés au maximum cinq ans avant l'entrée en vigueur de ce projet sont imputables pour le calcul de la contribution d'investissement en vertu de l'art. 65.</u></p>	<p>Selon l'Ordonnance sur l'énergie du 7 déc. 1998, en vigueur dans sa version du 2 déc. 2016, l'art. 3a, al. 1, let. a indique que les nouveaux investissements réalisés au cours des cinq dernières années précédant la mise en service représentent au moins 50 % des investissements nécessaires pour une nouvelle installation pour que celle-ci soit réputée notablement agrandie ou rénovée. Voilà la base sur laquelle le calcul de nouveaux projets s'effectuait jusqu'à présent. Selon l'art. 66 du projet d'ordonnance, nul coût ne pourra plus être imputé avant l'octroi par l'OFEN. Il existe toutefois des projets qui ont déjà réalisé des investissements se fiant sur l'imputabilisé rétroactive avant l'octroi. Il serait contraire aux principes de la bonne foi et de la sécurité juridique de modifier subitement et sans dispositions transitoires les règles concernant cette imputabilité.</p>
<p>Art. 111 Entrée en vigueur</p> <p>La présente ordonnance entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018.</p>		

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
<p>Annexe 1.1 Installations hydroélectriques dans le système de rétribution de l'injection</p>	<p>2 Taux de rétribution <i>Lors du calcul des taux de rétribution, il faut tenir compte de la nouvelle durée de rétribution de 15 ans.</i></p> <p>4.3.2 Les installations qui ont progressé dans la liste d'attente en raison du second avis complet d'avancement du projet, conformément à l'art. 21, al. 3, let. a, doivent être mises en service au plus tard trois <u>quatre</u> ans après l'octroi de la garantie de principe (art. 23).</p>	<p>Dans le cadre de la révision de l'OEnE/de l'OApEI 2016, les coûts de revient et les taux de rétribution des installations hydroélectriques ont été examinés en détail et adaptés. L'adaptation des taux de rétribution n'a eu lieu que début 2017.</p> <p>La durée de rétribution doit être désormais réduite de cinq ans dans le présent projet et portée de 20 à 15 ans, sans adaptation correspondante des taux de rétribution. Cela équivaut à une baisse des tarifs d'injection de 15 à 20 %. Cette adaptation a lieu bien que la rentabilité des installations n'ait absolument pas changé depuis l'examen des taux dans le cadre de la révision de l'OEnE 2016. On ne peut pas partir du principe que ces taux de rétribution recalculés étaient jusqu'à 20 % trop élevés. Par conséquent, les taux de rétribution doivent être adaptés en fonction de la nouvelle durée de rétribution.</p> <p>Selon la modification prévue de l'ordonnance sur l'énergie, les petites centrales hydroélectriques mises en service après le 1^{er} janvier 2017 doivent obtenir une durée de rétribution plus courte. Ce principe s'applique aussi aux centrales ayant déjà soumis le deuxième avis d'avancement du projet et/ou étant déjà très avancées dans la planification (octroi de la concession ou du permis de construire). La décision de construire a été prise pour ces centrales sur la base des tarifs de rétribution actuellement en vigueur. Avec l'adaptation de la durée de rétribution prévue dans la procédure de consultation, une exploitation permettant de couvrir les coûts n'est désormais plus possible pour de telles centrales. L'AES demande donc que les tarifs de rétribution actuels continuent de s'appliquer aux petites centrales hydroélectriques ayant déjà soumis le deuxième avis d'avancement du projet et/ou étant très avancées dans la planification, qu'elles aient déjà reçu une décision positive ou non. Etant donné la longueur des périodes de planification pour les petites centrales hydroélectriques, c'est là la seule façon de garantir la sécurité de planification.</p> <p>Concernant le chiffre 4.3.2: Les projets plus importants de petite hydraulique ont besoin d'au moins une année et demie à deux ans à compter de la date de la décision positive pour la planification détaillée, l'appel d'offres (procédure publique) et la décision d'investissement (souvent plusieurs comités décisionnels/autorités impliqués). A cela s'ajoute deux à trois années de construction. De ce fait, la mise en</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEneR

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
	<p>Ch. 5.1 L'exploitant qui, pour son installation, a reçu une décision positive et a transmis le premier avis d'avancement du projet complet selon l'ancien droit avant le 1^{er} janvier 2018 est soumis aux dispositions déterminantes <u>avant cette modification au moment de la transmission de cet avis</u>, tant en ce qui concerne la durée de rétribution que son calcul.</p> <p>Ch. 5.2 b. au plus tard le 31 décembre 2019 <u>2020</u> si l'exploitant a reçu une décision positive entre le 1^{er} janvier 2016 et le 1^{er} janvier 2017.</p>	<p>service s'étend sur quatre à cinq ans.</p> <p>Concernant le chiffre 5.1 La formulation du chiffre 5.1 et le Rapport explicatif se contredisent diamétralement: Selon le rapport : «La disposition transitoire du chiffre 5.1 prévoit que le droit en vigueur au moment de l'avancement du projet s'applique à la durée de la rétribution et au taux de rétribution s'agissant des installations qui reçoivent une décision positive avant le 1^{er} janvier 2018 sous le régime du droit en vigueur et pour lesquelles un avis d'avancement du projet au sens du droit en vigueur a été transmis.» «Les investissements des exploitants d'installations qui se sont fiés, d'une part, à la décision positive et, d'autre part, ont investi considérablement sur la base de cette foi, sont ainsi protégés.» <i>[citation selon le rapport en allemand]</i></p> <p>Il peut y avoir eu une baisse massive des taux de rétribution entre le moment de la décision positive et l'avancement du projet, ce qui débouche sur un changement drastique des règles du jeu pendant le jeu pour l'investisseur. Jusqu'à présent, l'investisseur était protégé par les dispositions transitoires, étant donné que les prescriptions en vigueur avant cette modification faisaient foi aussi bien pour la durée de rétribution que pour le calcul du taux. Cette disposition doit également être reflétée dans la nouvelle ordonnance; dans le cas contraire, les investissements dans un projet basés sur une décision positive seraient perdus. Il s'agit de garantir la sécurité juridique et d'investissement.</p> <p>Concernant le chiffre 5.2 Il faut garantir la possibilité de déposer plus tard l'avis de mise en service. Raisonement sur la base d'un exemple réel: suite au deuxième avis d'avancement, la turbine de dotation du Gemeinschaftskraftwerk Inn (GKI) a avancé dans la liste d'attente le 15.3.16. Malgré ceci, la mise en service n'est prévue que pour le premier semestre 2020.</p>
<p>Annexe 1.2 Installations photovoltaïques dans le système de rétribution de l'injection</p>	<p>2 Taux de rétribution <i>Lors du calcul des taux de rétribution, il faut tenir compte de la nouvelle durée de rétribution de 15 ans.</i></p>	<p>Les taux de rétribution doivent être une fois encore fortement réduits par la présente adaptation de l'OEneR. En principe, l'AES salue cette réduction. La durée de rétribution raccourcie doit toutefois être prise en</p>

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
		compte lorsque les nouveaux taux de rétribution sont calculés. Les taux de rétribution proposés auraient pour conséquence que les investissements couvrant les coûts dans de grandes installations photovoltaïques seraient rendus impossibles pour une plus longue durée. Le reste de la justification est analogue à l'annexe 1.1
Annexe 1.3 Installations éoliennes dans le système de rétribution de l'injection	2 Taux de rétribution <i>Lors du calcul des taux de rétribution, il faut tenir compte de la nouvelle durée de rétribution de 15 ans.</i>	Raisonnement analogue à l'annexe 1.1 avec l'ajout suivant: pour l'éolien, il est déjà possible aujourd'hui, au bout de cinq années d'exploitation, d'adapter individuellement le taux de rétribution pour une installation (cf. 3.2.2).
Annexe 1.4 Installations géothermiques dans le système de rétribution de l'injection		
Annexe 1.5 Installations de biomasse dans le système de rétribution de l'injection		
Annexe 2.1 Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques		
Annexe 2.2 Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques		Le calcul des coûts supplémentaires non amortissables est très laborieux. Afin d'atteindre la plus grande efficacité et pour servir les requérants plus petits, l'OFEN doit établir avec la branche une feuille de calcul qui contient également toutes les données de base (scénarios de prix, taux moyen du coût du capital) pertinentes et la mettre à disposition.
Annexe 2.3 Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse		
Annexe 3 Détermination du coût moyen pondéré du capital	<i>L'annexe ne doit pas être formulée comme un écart par rapport à l'annexe 1 OApEI, mais doit se suffire à elle-même.</i>	Les renvois entre les ordonnances doivent être évités à des fins de lisibilité.

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables OEnER

Projet du 01.02.2017	Proposition	Remarque
	<p><i>Complément avant le Ch. 3.3</i> <u>Le groupe d'entreprises se compose si possible d'entreprises intensives en production.</u></p> <p><i>Complément avant le Ch. 4.1</i> <u>Ch. 4.1 La prime de risque d'insolvabilité se calcule en fonction du credit spread des entreprises suisses présentant une solvabilité de niveau BB.</u></p> <p><i>Complément avant le Ch. 4.2</i> <u>Un Small Size Premium peut être ajouté à la prime de risque d'insolvabilité en vertu du chiffre 4.1. L'office fédéral compétent fixe l'application et le calcul de ce Premium.</u></p> <p><u>Ch. 5: Pour les nouvelles installations ou les installations notablement agrandies, une prime de risque de construction est additionnée au WACC avant son utilisation pour capitaliser les recettes et coûts.</u></p>	<p>Il est également intrigant que le même WACC doit être appliqué pour différentes années (prime de marché: t-1, Contributions d'investissement: t, intérêts du réseau: t+1)</p> <p>Concernant le complément avant le Ch. 3.3: La valeur bêta d'un groupe d'entreprises composé d'entreprises énergétiques cotées ou de fonds d'infrastructures sous-estime le risque et, respectivement, les coûts des fonds propres, en raison des activités dans d'autres domaines énergétiques et la réduction du risque y relative due à la diversification. Les investissements dans des installations de production par exemple présentent un risque plus élevé que les investissements dans le réseau électrique.</p> <p>Concernant le complément avant le Ch. 4.1: Les investissements dans l'hydraulique comportent plus de risque que les investissements dans le réseau. C'est la raison pour laquelle les bailleurs de capital étranger demandent un intérêt du risque plus élevé qui se manifeste lors du supplément sur la qualité du crédit pour les capitaux étrangers. A l'instar de l'étude de l'OFEN „Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz“ du 12 déc. 2014, il conviendrait de se baser sur le spread de crédit d'une note de crédit BB.</p> <p>Concernant le complément avant le Ch. 4.2: Comme le montre l'analyse empirique, les entreprises plus petites enregistrent des coûts de capital plus élevés que les grandes entreprises cotées. Ce constat s'explique par nombre de facteurs, tels que la liquidité des investissements manquante ou les gros risques plus élevés. Une telle approche de «Size Premium» se trouve déjà dans l'Ordonnance sur les redevances aéroportuaires.</p> <p>Concernant le Ch. 5: Le risque de construction (risque du projet) constitue le principal facteur de risque pour les nouvelles constructions de centrales. Ce risque n'est systématiquement inhérent à aucun groupe d'entreprises, étant donné que les entreprises cotées en bourse représentent en général le risque de centrales déjà opérationnelles. Selon l'approche des Bonnes pratiques, il convient d'indiquer pour toutes les nouvelles constructions de centrale, lors du calcul des investissements, un rendement résultant de la somme du WACC et d'une prime de risque de construction.</p>