

Table des matières

Informations générales	2
Centrales hydroélectriques: critères d'éligibilité	2
Demandeurs et conditions préalables à l'autorisation	4
Détermination de la production nette et des revenus de marché	5
Calcul des coûts de revient	10
Modèle de la prime de marché, approvisionnement de base	13
Contre-déduction énergies renouvelables	16
Exécution, Formalité, Utilisation des données	17

Abréviations

LEne	Loi sur l'énergie
OEnR	Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables
OIRH	Ordonnance sur l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver
EAE	Entreprises d'approvisionnement en énergie
GO	Garantie d'origine
PSS	Prestations services système
Pmf	Prime de marché flottante
RPC	Rétribution à prix coutant
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
AES	Association des Entreprises électriques Suisses
Directive	Directive concernant les coûts d'exploitation et de capital (coûts de revient) indispensables à une gestion efficace qui sont imputables lors du calcul de la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques en vertu de l'art. 90, al. 3, de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnR, RS 730.03)
KW-x/..	Chiffre dans les feuilles de calcul du formulaire de demande

Informations générales			Base légale
1	Éléments d'encouragements pour la grande hydraulique Quels éléments d'encouragement la loi prévoit-elle pour les grandes installations hydroélectriques existantes?	Les grandes installations hydroélectriques suisses existantes sont encouragées financièrement par deux éléments: <ul style="list-style-type: none"> • Prime de marché: le courant électrique devant être vendu sur le marché libre à un prix inférieur aux coûts de revient peut, sous certaines conditions, faire l'objet d'une compensation par l'OFEN sous la forme d'une prime de marché. • Approvisionnement de base: à partir du 1.1.2018 les distributeurs d'énergie ont le droit de vendre en priorité l'électricité dédiée à l'approvisionnement de base issue des grandes installation hydroélectriques non rentables à son coût de revient, en variation à la « méthode du prix moyen » selon l'article 6 LApEI qui prévalait jusqu'à cette date. 	LApEI Art. 6 LEne Art. 31 OEneR Art. 91 Commentaires p. 30
2	Durée de validité Pour quelles années peut- on demander la prime de marché?	La prime du marché pour les grandes installations hydroélectriques est mise en oeuvre dans le cadre de la révision de la loi sur l'énergie à compter du 1.1.2018 et était initialement limitée à 5 ans. Lors de la session d'automne 2021, le Parlement a toutefois décidé de prolonger la prime de marché de 9 années supplémentaires. Conformément à la loi sur l'énergie qui est entrée en vigueur le 1.1.2023, les demandes de prime de marché peuvent être déposées pour la dernière fois en 2031, sur la base de l'exercice financier de 2030.	LEne Art. 30 al. 5 LEne Art. 38 al. 2
3	Limitation du montant de soutien annuel Quel est le montant total des primes de marché?	La prime de marché est financée à hauteur de 0,2 centime par kilowattheure via le fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau. De 100 à 120 millions de francs suisses sont ainsi disponibles annuellement. Le montant disponible varie en fonction de la consommation d'électricité au niveau national, des remboursements des entreprises grandes consommatrices d'électricité et des frais d'exécution.	LEne Art. 36, al. 1 c) LEne Art. 39 et suivants
4	Montant de la prime de marché Quelles sont les primes de marché versées par kilowattheure?	Le montant de la prime de marché compense les coûts de production non couverts mais il est limité à 1 ct/kWh au maximum. Si le montant total de subventions demandées est supérieur au montant à disposition pour la prime de marché dans le fonds alimenté par le supplément réseau, le droit de chaque bénéficiaires est réduit linéairement du même pourcentage.	LEne Art. 30 OEneR Art. 95
Centrales hydroélectriques: critères d'éligibilité			
5	Installations hydroélectriques donnant droit à la prime de marché Quelles centrales électriques (OEneR: «installations hydroélectriques») ont-elles droit à la prime de marché?	Les primes de marché sont prévues pour les centrales hydroélectriques ou groupes d'installations hydrauliquement reliés, qui remplissent les critères suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Installations qui au cours de l'année ont produit de l'énergie électrique qui a dû être vendue sur le marché libre en-dessous des coûts de revient. « En dessous du coûts de revient » signifie que la somme des revenus était inférieure au coûts de revient déterminant pour la prime de marché. • Il doit s'agir d'installations situées en Suisse ou de centrales électriques frontalières. Pour les centrales électriques frontalières, seule la part de force hydraulique de souveraineté suisse est éligible. Elles doivent posséder une puissance brute totale supérieure à 10 MW. La puissance brute est calculée conformément à l'article 51 de la loi sur les forces hydrauliques de 1916, soit sans tenir compte du rendement, des durées d'arrêt etc. 	LEne Art. 30 OEneR Art. 88

6	<p>Traitement des centrales électriques rentables dans le portefeuille</p> <p>Comment traiter les centrales électriques rentables dans le portefeuille d'un demandeur?</p>	<p>Les centrales électriques rentables (c.à.d. les centrales hydroélectriques qui n'ont pas de coûts de revient non couverts) ne reçoivent pas de subvention. Aussi dans le cadre de la contre-déduction selon l'OEnER Art. 91 paragraphe 2, pour « autres énergies renouvelables », les grandes centrales hydroélectriques rentables ne peuvent être prises en compte. (Par « rentable », on entend que la somme des revenus générés permettent de couvrir les coûts de revient déterminants pour la prime de marché.</p> <p>Les installations individuelles rentables peuvent toutefois faire partie d'un groupe d'installations globalement non rentable. Dans ce cas, les revenus des installations individuelles rentables du groupe d'installations sont toutefois pris en compte dans le calcul de la prime de marché. Si une demande est déposée pour un groupe d'installations, toutes les installations individuelles du groupe d'installations doivent être prises en compte, donc également les installations individuelles rentables.</p>	LEne Art. 30
7	<p>Définition d'une installation hydroélectrique</p> <p>À quelles entités une demande doit-elle se référer?</p>	<p>L'entité pertinente pour la demande est l'installation hydroélectrique complète ou « Centrale électrique » (désignation dans le formulaire de demande), de la prise d'eau jusqu'à la restitution d'eau respectivement, jusqu'au point d'injection sur le réseau de transport ou de distribution. Une centrale électrique peut inclure une ou plusieurs centrales.</p>	Directive 2.5
8	<p>Définition lien hydraulique et optimisation conjointe</p> <p>Comment le «lien hydraulique» et «l'optimisation conjointe» sont-elles définies dans un groupe d'installations?</p>	<p>Plusieurs installations individuelles sont considérées comme reliées sur le plan hydraulique si elles sont reliées les unes aux autres par une voie d'eau artificielle. S'agissant de l'optimisation conjointe, les installations individuelles doivent être exploitées et optimisées comme une entité unique. En règle générale, on part du principe que les complexes hydroélectriques alpins, qui sont la plupart du temps exploités en tant que centrales partenaires, sont reliés sur le plan hydraulique et optimisés conjointement. Devoir traiter les différentes installations formant une centrale partenaire comme des installations individuelles compliquerait l'exécution de la prime de marché de manière disproportionnée. En revanche, les centrales hydroélectriques au fil de l'eau situées l'une en aval de l'autre ne satisfont généralement pas aux exigences pour un groupe d'installations, car elles sont reliées les unes aux autres uniquement par des voies d'eau naturelles et que l'optimisation conjointe est très restreinte. Considérer des centrales hydroélectriques au fil de l'eau situées l'une en aval de l'autre comme des installations individuelles n'augmente pas de manière notable la charge de travail liée à l'exécution. Pour déterminer à titre définitif si les exigences s'appliquant à un groupe d'installations sont remplies, un examen concret au cas par cas est cependant indispensable.</p> <p>Si sur la base de ces critères, on se trouve en présence d'un groupe d'installations, toutes les centrales hydroélectriques de ce groupe d'installations (également celles dont la puissance mécanique moyenne est inférieure à 10 MW et celles qui sont rentables comme installations individuelles) doivent impérativement être comprises dans la demande.</p>	OEnER Art. 88 al. 1 Commentaires p. 26 Directive, chap. 2.5
9	<p>Installation individuelle, groupe d'installations</p> <p>Si une centrale hydroélectrique ne répond pas seule au critère de puissance de 10 MW, peut-elle être combinée dans la demande avec d'autres installations?</p>	<p>Oui, pour autant que ces installations individuelles (ou centrales) soient reliées hydrauliquement et soient optimisées conjointement. L'OEnER parle alors d'un « groupe d'installations ». Les installations déjà subventionnées autrement (p. ex. RPC) peuvent certes faire partie d'un groupe d'installations, mais elles ne peuvent pas être prises en compte pour atteindre le seuil de 10 MW de puissance brute. Dans le cas d'un groupe d'installations, toutes les installations individuelles reliées hydrauliquement et optimisées conjointement (y compris les installations RPC et les installations rentables) doivent figurer dans la demande.</p>	OEnER Art. 88 al. 1 et 2 Commentaires p. 26

10	<p>Installation RPC dans le groupe</p> <p>Des installations déjà subventionnées autrement peuvent-elles être incluses dans un tel groupe d'installations pour remplir le critère de 10 MW?</p>	<p>Non, l'installation subventionnée par RPC (installation individuelle / centrale) ne peut pas être comptabilisée dans le but de respecter le critère de puissance minimale de 10 MW.</p> <p>Toutefois, les centrales électriques RPC doivent être mentionnées dans la demande si elles font partie d'un groupe d'installations. La production horaire et les revenus (RPC et autres) doivent être inscrits. Les productions horaires et les recettes (RPC et autres) doivent être saisies.</p> <p>Les installations rentables dans un groupe d'installations peuvent toutefois être prise en compte pour atteindre la puissance minimale de 10 MW.</p>	<p>OEnER Art. 88 al. 2</p> <p>Commentaires p. 26</p>
11	<p>Installations hydroélectriques à l'étranger</p> <p>Les grandes installations hydroélectriques situées à l'étranger ont-elles droit à des primes de marché?</p>	<p>Non. Les installations situées en Suisse ont cependant droit aux primes de marchés, même si elles appartiennent à des entités étrangères.</p> <p>Les centrales hydroélectriques, situées en partie à l'étranger, sont éligibles à la prime de marché au prorata de la part de souveraineté suisse (voir FAQ 12 Centrales électriques frontalières).</p>	<p>Commentaires p. 28</p>
12	<p>Centrales électriques frontalières</p> <p>Les centrales électriques de frontière ont-elles droit aux primes de marché?</p>	<p>Pour autant que les autres critères soient remplis, les centrales frontalières ont également droit aux primes de marché, mais seulement pour la part de force hydraulique de souveraineté suisse.</p>	<p>Commentaires p. 27</p>
Demandeurs et conditions préalables à l'autorisation			
13	<p>Éligibilité</p> <p>Qui est éligible à demander les primes de marché?</p>	<p>Il s'agit toujours de l'acteur qui supporte le risque économique des coûts de revient non couverts, qui a droit à la prime de marché. Selon le « principe de la cascade », il s'agit soit :</p> <ul style="list-style-type: none"> • de l'exploitant d'une installation ayant droit à la prime de marché • des propriétaires ou autrement dit les actionnaires d'entreprises partenaires si celles-ci achètent l'électricité au prix de revient ou à des conditions similaires ou • d'un tiers (EAE) qui doit acquérir l'énergie électrique de cette installation en raison de contrats d'approvisionnement à long terme (> 5 ans) et conclus avant le 1^{er} janvier 2016, au coûts de revient ou à des conditions similaires et qui doit supporter ainsi le risque économique. <p>Pour une quantité d'électricité donnée, seul un de ces acteurs dispose du droit à la prime de marché.</p> <p>Si un acteur situé en aval de l'exploitant dans la cascade soumet une demande pour la prime de marché, il doit inclure dans la demande des confirmations de transfert de risque de tous les acteurs en position supérieure, qui confirment, que le risque économique des coûts de revient non couverts lui a été transféré (« transfert du risque »).</p>	<p>LEne Art. 30, al. 2</p> <p>OEnER Art. 88 al. 3</p> <p>Commentaires pp. 27-28</p>
14	<p>Transfert du risque</p> <p>Quels sont les critères qui déterminent lequel des trois acteurs de la cascade à la priorité pour le droit à la prime de marché ?</p>	<p>Celui de ces trois acteurs qui est dans un cas concret l'ayant droit est celui qui peut prouver qu'il supporte le risque économique des coûts de revient non couverts. («transfert du risque»). Si l'électricité est revendue aux coûts de revient ou à des conditions similaires, le risque des coûts de revient non couverts est généralement transféré à l'acheteur.</p>	<p>LEne Art. 30, al. 2</p> <p>OEnER Art. 88 al. 3</p> <p>Commentaires p. 27</p>

15	<p>Contrats d’approvisionnement, à long terme</p> <p>Un distributeur d’énergie qui doit acheter de l’électricité avec un contrat d’approvisionnement d’électricité a-t-il également droit à des primes de marché?</p>	<p>Oui, à condition que</p> <ul style="list-style-type: none"> • l’électricité est achetée au coût de revient ou à des conditions similaires • le contrat ait été conclu avant le 1^{er} janvier 2016 pour une durée d’au moins 5 ans, et que • l’électricité soit vendue sur le marché libre en dessous du prix de revient. 	<p>LEne Art. 30 OEnER Art. 88 Commentaires pp. 27-28</p>
16	<p>Changement de propriétaire</p> <p>Qui est éligible à demander les primes de marché dans le cas de changement de propriétaire au cours de l'exercice comptable ?</p>	<p>Les primes de marché sont accordées pour une certaine période d'activité aux demandeurs éligibles pour leur part respective de la production totale des centrales électriques éligibles. S'il y a un changement de propriétaire au cours d'une telle période fiscale, l'ancien et le nouveau propriétaire peuvent présenter une demande. Les demandeurs peuvent convertir la partie temps en une participation moyenne sur l'exercice et l'inscrire dans le formulaire de demande avec la déclaration correspondante. Cela signifierait que la prime de marché serait créditée "pro rata temporis" aux propriétaires respectifs.</p> <p><i>Exemple : le 1^{er} septembre la société A a vendu 30% de ses actions (énergétiques) d'une installation à la société B. Vu que les périodes janvier-août et septembre-décembre représentant respectivement 2/3 et 1/3 d'une année civile, le 30% se répartit en une moyenne annuelle de participation du 20% pour la société A et du 10% pour la société B.</i></p> <p>Les requérants sont libres de procéder à une subdivision basée sur les parts de production au lieu d'une division linéaire temporelle.</p>	
Détermination de la production nette et des revenus de marché			
17a	<p>Chiffre d'affaires pris en compte</p> <p>Quels sont les revenus pris en compte pour l'évaluation de l'éligibilité à la prime de marché ?</p>	<p>Les recettes suivantes sont prises en compte pour l'évaluation de l'éligibilité d'une grande centrale hydroélectrique et pour le calcul du montant de la prime de marché.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Produit de la négoce d'électricité pour le lendemain (Day-Ahead-Market) • Couverture des revenus ou des pertes sur les marchés à terme • Produit de la vente de services-système (PSS) • Revenus provenant des garanties d'origine • Produit de la réserve hivernale <p>Ces revenus sont calculés (estimés) conformément aux exigences de l'OEnER. Le revenu réel généré n'est pas pertinent pour l'appréciation de l'éligibilité et pour le calcul du montant de la prime de marché.</p>	<p>OEnER Art. 89 al. 1 OEnER Art. 90 al. 1 OEnER Annexe 6.1 Chap. 4.2.4 à 4.2.7 Directive, chap. 4</p>

17b	<p>Revenus sur le marché day-ahead</p> <p>Quel est le prix du marché utilisé pour calculer le revenu de l'électricité pour le lendemain (« marché day-ahead ») ?</p>	<p>Pour calculer le montant du revenu sur le marché d'électricité pour le lendemain, le prix horaire de l'enchère Day-Ahead sur l'EPEX Spot pour la zone de marché suisse (Euro/MWh) converti en CHF/MWh avec le taux de change moyen mensuel de la Banque nationale s'applique. Les valeurs correspondantes sont saisies directement dans le formulaire Annexe 5.x.8 pour l'année correspondante.</p> <p>Le profil horaire tel qu'opéré est à introduire dans le formulaire de demande individuellement pour chaque centrale (ou centrale de pompage). Pour chaque grande installation hydroélectrique, les valeurs horaires de chaque profil sont additionnées et multipliées par le prix horaire du marché day-ahead.</p> <p>Le formulaire de demande électronique (Excel) est conçu de manière que les demandeurs n'aient à sélectionner que la période de référence (année civile ou hydrologique du 1er octobre au 30 septembre) pour la détermination des revenus du marché day-ahead et n'aient à entrer que les valeurs de production horaires (MWh). Le reste est calculé automatiquement.</p>	<p>LEne Art. 30 al. 4 OEnER Art. 89 al. 1 et 2 Directive, chap. 4.1</p>
17c	<p>Revenus sur le marché à terme</p> <p>Sur quelle base les revenus ou les coûts de couverture des marchés à terme sont-ils déterminés ?</p>	<p>La stratégie de couverture du modèle est prise en compte comme suit :</p> <p>80 % de la production attendue sera couverte à raison d'un tiers sur les marchés à terme suisses et étrangers sur 3 ans. Le prix de couverture correspond au prix moyen sur la période de négociation du produit annuel ou trimestriel correspondant. En fonction de la liquidité, les marchés à terme suisses et européens sont pris en compte.</p>	<p>OEnER Annexe 6.1 chap. 4.2.4 Directive, chap. 4.2</p>
17d	<p>Revenus des services-système (PSS)</p> <p>Sur quelle base le produit de la vente de SDL est-il déterminé ?</p>	<p>Les revenus de PSS sont basés sur les valeurs de marché publiées par Swissgrid (résultats des appels d'offres et appels). Les coûts totaux supportés par Swissgrid sont répartis entre les différentes centrales à l'aide d'une clé de répartition. Les hypothèses suivantes sont formulées à cet égard :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 85 % des services-système sont fournis par des centrales hydroélectriques suisses • Ces 85 % seront répartis entre les types de centrales suivants : <ul style="list-style-type: none"> ○ 10 % sur les installations non contrôlables et les installations < 3 MW ○ 50 % sur des installations contrôlables >= 3 MW ○ 40 % sur des centrales de pompage-turbinage et de pompage-turbinage pur >= 3MW • Certains produits de services-système ne sont en règle générale pas rentables pour certains types de centrales et ne sont donc pour ces types de centrales pas pris en considération. Les pourcentages non pris en compte pour une catégorie de centrale sont redistribués proportionnellement sur les catégories de centrales pour lesquelles le produit en question est rentable. • La part d'une seule grande centrale hydroélectrique correspond au rapport entre la puissance installée de la grande centrale hydroélectrique correspondante et la somme des puissances de toutes les centrales hydroélectriques du type de centrale. <p>Les centrales hydroélectriques contrôlables disposent d'une retenue qui peut être utilisée pour produire de l'électricité pendant au moins six heures à pleine charge.</p> <p>L'OFEN calcule les puissances totales par type de centrale sur la base de la WASTA.</p> <p>La participation au marché des services-système engendre des coûts d'opportunité, car le service en question ne peut pas être proposé en même temps sur le marché spot (marché day-ahead). Étant donné que les revenus sur le marché day-ahead sont déterminés pour la prime de marché sur la base du profil réel, ces coûts d'opportunité sont déjà pris en compte et ne doivent pas être déduits pour la détermination des revenus des services-système.</p>	<p>OEnER Annexe 6.1 chap. 4.2.5 Directive, chap. 4.3</p>

17e	Revenus provenant des garanties d'origine (GO) Comment les revenus de GO sont-ils pris en compte ?	Les prix des garanties d'origine s'élèvent à 5 % du prix de référence du marché conformément à l'art. 15 OEnER.	OEnER Art. 30a ^{quinquies} al. 4 et 5 OEnER Art. 89 al. 1 ch. c
17f	Produit de la réserve d'hiver Sur quelle base les recettes de la réserve d'hiver sont-elles déterminées ?	Pour l'année de demande 2026, la compensation pour la période de rétention en 2025 (attributions des appels d'offres en 2024) est à prendre en compte. Étant donné que les résultats des appels d'offres de 2024 ne sont pas connus de l'OFEN, la quantité d'énergie à conserver et la rémunération pour la conservation doivent être déclarées pour chaque centrale dans la demande pour la prime de marché.	OIRH Art.1 al. 2 OEnER Annexe 6.1 chap. 4.2.7
18	<i>Prix de marché de référence</i>	<i>Non-lieu</i>	
19	Calcul des revenus du marché de référence Comment les revenus du marché de référence (total, spécifique) sont-ils calculés?	La somme de tous les revenus pris en compte (cf. 17a à 17f) donne le revenu annuel (CHF), qui est divisé par l'énergie annuelle à disposition des acquéreurs d'énergie, afin d'obtenir pour chaque installation le revenu spécifique du marché de référence par kWh produit (cts. / kWh).	OEnER Art. 89 al. 2
20	Résolution temporelle de la production d'énergie Ne suffit-il pas d'indiquer uniquement la production annuelle par centrale ou par installation?	Non, la production horaire doit être fournie.	OEnER Art. 89 al. 2
21	Indication de la production nette Les valeurs de production nette doivent-elles être impérativement insérées dans les profils de production ? Quels composants de production sont inclus dans la production nette ?	Dans les profils de production, la production nette après déduction des besoins propres, des pertes des transformateurs et des pertes de conduction doit être indiquée. Il s'agit de la quantité d'électricité mesurée au niveau du compteur haute tension ou du compteur côté réseau de la centrale électrique et délivrée au réseau. Le total annuel des besoins propres doit ensuite être enregistré sous le chiffre KW-x/14 et les pertes des transformateurs et de conduction, si elles sont connues, sous le chiffre KW-x/15. Les pertes doivent toujours être déduites, même si elles ne sont pas couvertes par la production mais par le réseau (achat complémentaire). En fonction de la disposition du compteur, les besoins propres sont prélevés avant le compteur ou bien enregistrés séparément et non connu au niveau de chaque centrale. Dans ce dernier cas, les besoins propres peuvent être saisis dans le formulaire de demande (A-5.x.8_E-prod) en tant que profil de production séparé avec des valeurs négatives.	

21a	<p>L'énergie annuelle à disposition des acquéreurs d'énergie</p> <p>Quel est la différence entre l'énergie annuelle à disposition des acquéreurs d'énergie et la production annuelle nette ?</p>	<p>L'énergie annuelle à disposition des acquéreurs correspond à la quantité d'énergie mise à disposition des partenaires (actionnaires) par une installation partenariaire. Cette quantité d'énergie constitue la base de calcul de l'énergie ayant droit à la prime de marché et est utilisée dans le formulaire de demande pour le calcul des coûts de revient spécifiques (ct./kWh) et des revenus spécifiques du marché de référence (ct./kWh). Les cas particuliers suivants doivent être pris en compte pour la détermination de l'énergie annuelle à disposition des acquéreurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Compensation pour retenue d'eau / énergie de remplacement : La production supplémentaire qui résulte du prélèvement d'eau dans les bassins versants d'autres centrales hydroélectriques ou de la retenue d'eau d'une centrale en amont est naturellement incluse dans les profils de production. L'énergie de compensation ou de remplacement à livrer aux centrales « défavorisées » est prise en compte en déduisant de la production nette le total annuel de cette énergie au chiffre KW-x/17 (dans le formulaire de demande). Si une centrale reçoit de l'énergie de compensation pour retenue d'eau ou de l'énergie de remplacement, cette énergie est ajoutée à la production nette (une valeur négative doit être saisie sous le chiffre KW-x/17). • L'énergie qui doit être cédée gratuitement ou à prix réduit à une collectivité publique (énergie de concession) ne doit pas être déduite de la production nette. Cette énergie donne droit à des primes de marché. • Si les quantités d'énergie qui doivent être cédées (compensation pour retenue d'eau / énergie de remplacement ou énergie de concession) ne sont pas couvertes par la production de l'installation hydroélectrique ayant droit à la prime de marché, mais achetées à un tiers, ou si une compensation financière a été convenue au lieu d'une livraison physique, les coûts pour la quantité d'énergie concernée peuvent être pris en compte dans les charges liées à l'énergie KW-x/48. Pour ce faire, les quantités d'énergie sont évaluées au prix du marché day-ahead. 	
22	<p>Production brute</p> <p>À quoi servent les informations sur la production brute?</p>	<p>Dans le formulaire de demande, la production brute (KW-x/13) est calculée à partir de la somme de la production nette (KW-x/16), des besoins propres (KW-x/14) et des pertes des transformateurs et de conduction (KW-x/15).</p> <p>Les indications concernant les besoins propres, les pertes des transformateurs et de conduction et la production brute sont utilisées comme informations supplémentaires pour vérifier la plausibilité de la demande.</p>	
23	<p>Taux de change de l'euro</p> <p>Quel taux de change de l'euro sera-t-il utilisé pour convertir les prix en euro en CHF?</p>	<p>Pour convertir les prix en euro en CHF, on applique le taux de change mensuel moyen de la Banque nationale suisse.</p>	Commentaires p. 28
24	<p>Prix de transfert internes</p> <p>Les prix de transfert internes jouent-ils un rôle dans la détermination des revenus ?</p>	<p>Les revenus de l'électricité donnant droit à la prime de marché au sein de la compagnie d'électricité (par exemple, l'unité de production hydroélectrique par rapport à l'unité d'exploitation commerciale) ne jouent aucun rôle dans l'évaluation de la demande.</p>	Commentaires p. 28
25	<p><i>Revenu provenant de GO / PSS</i></p>	<p><i>Non-lieu</i></p>	

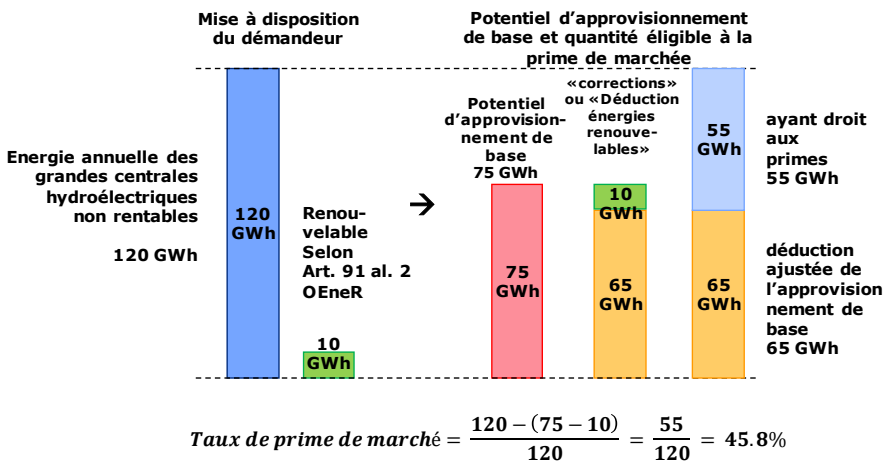
26	<p>Contributions d'investissement / dédomagement pour assainissement écologique de la force hydraulique / RPC Les éventuels subventions, contributions d'investissement du secteur public ou revenus provenant du système de rétribution de l'injection (ou RPC) doivent-ils être indiqués dans la demande?</p>	<p>Oui, toutes les subventions publiques pour les centrales électriques incluses dans le formulaire de demande doivent être indiquées (KW-x / 42). Toutefois elles servent uniquement à vérifier la plausibilité de la demande.</p> <p>Les contributions aux investissements ou indemnités pour l'assainissement de la force hydraulique, ne doivent pas être pris en compte comme revenus. De tels subventions réduisent les investissements que l'exploitant doit supporter lui-même. Par conséquent uniquement la partie de l'investissement supportée par l'exploitant peut être activée (investissement net). Les amortissements sont donc moins élevés.</p> <p>Dans le cas d'une rétribution de l'injection / RPC, les montants reçus pour l'année fiscale concernée doivent être indiqués. Ceux-ci sont inclus dans les produits d'exploitation.</p>	<p>OEneR Art. 89 al. 4 Commentaires pp. 28-29</p>
27	<p>Revenus des transactions bilatérales (OTC) Comment les revenus des transactions bilatérales (OTC) sont-ils gérés?</p>	<p>Indépendamment de la manière dont l'électricité qui n'a pas été distribuée dans l'approvisionnement de base a été effectivement vendue (hors bourse, bilatéralement ou autrement), elle est multipliée par le revenu sur le marché day-ahead avec le prix spot horaire en CHF/EUR. Cependant, si l'électricité d'une installation spécifique est revendue au coût de revient ou à des conditions similaires, le risque économique est transféré à l'acheteur et il a donc droit à la prime de marché (voir aussi questions 14 et 15).</p>	<p>OEneR Art. 89 Commentaires p. 28</p>
28	<p>Fourniture de la compensation pour retenue d'eau / énergie de remplacement Comment la fourniture d'énergie de compensation pour retenue d'eau / énergie de remplacement doit-elle être gérée lors de la soumission d'une demande ?</p>	<p>Aux fins de l'égalité de traitement de tous les requérants, un règlement général est formulé. L'énergie de compensation pour retenue d'eau et l'énergie de remplacement est toujours prise en compte pour la centrale qui reçoit cette énergie. La prime de marché pour cette énergie est donc toujours versée à la centrale à laquelle l'énergie revient en vertu du droit de concessions. Ce règlement évite également que l'énergie associée à la compensation pour retenue d'eau ou/et l'énergie de remplacement soient comptabilisés deux fois.</p> <p>La procédure suivante s'applique pour l'énergie de compensation pour retenue d'eau / de remplacement due :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'énergie fournie doit être saisie comme valeur <u>positive</u> sous le chiffre KW-x/17. Cela <u>réduit</u> l'énergie annuelle à disposition des acquéreurs d'énergie au chiffre KW-x/19 • Les produits non réalisés dû à cette réduction sont évalués selon la question 37 de la FAQ et ajoutées aux « <u>charges liées à l'énergie</u> » KW-x/48. • Il en va de même lorsqu'une compensation purement financière a lieu. 	<p>LEne Art 30 Directive 3.1.4</p>
29	<p>Réception de la compensation pour retenue d'eau / énergie de remplacement Comment la réception d'énergie de compensation pour retenue d'eau / énergie de remplacement doit-elle être gérée lors de la soumission d'une demande ?</p>	<p>Si une centrale a droit à de l'énergie de compensation pour retenue d'eau/de remplacement, la procédure suivante s'applique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'énergie doit être saisie comme valeur <u>negative</u> sous le chiffre KW-x/17. Cela <u>augmente</u> l'énergie annuelle à disposition des acquéreurs d'énergie au chiffre KW-x/19 • Les revenus supplémentaires générés grâce à l'énergie reçue seront évalués selon la question 37 de la FAQ et pris en compte sous « <u>autres revenus d'exploitation</u> » KW-x/43. • Il en va de même lorsqu'une compensation purement financière a lieu. 	<p>LEne Art 30 Directive 3.1.1</p>

Calcul des coûts de revient			
30	Déterminer les coûts de revient Comment les coûts de revient doivent-ils être déterminés?	La dérivation des coûts de revient déterminants pour la prime de marché est prescrite dans l'article 90 de L'OEneR. En principe, seuls les coûts d'exploitation indispensables à une production efficace, les coûts de capital calculés et certaines redevances et impôts peuvent être pris en compte. Plus de détails sont donnés dans la « Directive sur l'exécution de la prime de marché » de l'OFEN.	OEneR Art. 90 Commentaires p. 29 et suivantes Directive
31	Différence possible avec la LApEI La détermination des coûts de revient selon l'OEneR est-elle identique à la détermination selon la LApEI?	Étant donné qu'à partir de la demande déposée en 2025 les dépenses pour des prestations de services globales et la commercialisation de l'électricité sont prises en compte à hauteur d'un certain montant, les coûts de revient qui servent à déterminer les tarifs de l'approvisionnement de base sont comparables aux coûts de revient dans le cadre de la prime de marché. Pour le calcul de la prime de marché les coûts d'achat d'énergie qui ne sont pas nécessaires à une production efficace, tels que ceux qui ont été effectués uniquement pour approvisionner les consommateurs finaux, ne peuvent pas être pris en compte. Les provisions effectuées ou reprises dans l'année en question ne sont pas comptabilisables non plus.	OEneR Art. 90 Directive 3.1 Schéma de calcul pour les coûts d'approvisionnement SSCA - AES
32	Dépenses pour des prestations de services globales et la commercialisation Les dépenses pour des prestations de services globales et la commercialisation peuvent-elles être intégrées dans les coûts de revient?	Oui, ces frais peuvent être crédités jusqu'à un certain montant. Selon le type de centrale, les dépenses admissibles suivantes s'appliquent : <ul style="list-style-type: none"> Centrales au fil de l'eau 0,40 ct/kWh Installations de stockage, de pompage-turbinage et de pompage-turbinage pur 0,55 ct./kWh 	OEneR Art. 90 al. 1 Commentaires p. 29 Directive 3.1.11
33	Coûts énergétiques de pompage Comment l'énergie de pompage doit-elle être prise en compte lors de la détermination des coûts d'exploitation?	Pour le calcul des coûts de l'énergie de pompage, les mêmes prix horaires du marché day-ahead s'appliquent qu'à la production, même si l'électricité pour le pompage était plus ou moins chère que pour la production. Il est supposé que l'électricité d'alimentation des pompes n'a pas été couvert sur le marché à terme. Dans les formulaires de saisie électroniques (annexe 5.x.8), des colonnes assignées aux centrales doivent être remplies pour l'énergie de pompage. Comme pour les profils de production, les quantités d'énergie horaires (MWh) doivent également être saisies ici.	Directive 3.1.3
34	Coûts d'approvisionnement d'énergie supplémentaire Les coûts de l'énergie achetée en plus de la production propre peuvent-ils être comptabilisés dans les coûts de production ?	Oui, si cet achat d'énergie est directement nécessaire à une production efficace, ou bien si elle est utilisée pour des approvisionnements énergétiques dus en vertu des modalités de la concession de la centrale en question, ces coûts peuvent être pris en compte. Les coûts de cette énergie, évalués conformément à la question 37 de la FAQ, sont enregistrés dans les charges liées à l'énergie au chiffre KW-x/48. La prise en compte des coûts d'approvisionnement d'énergie supplémentaire est possible, si celle-ci est utilisée : <ul style="list-style-type: none"> pour les besoins propres (saisir la quantité d'énergie au chiffre KW-x/14), pour les pertes des transformateurs et les pertes de conduction (quantité d'énergie à saisir au chiffre KW-x/15), Pour l'énergie de compensation/remplacement (quantité d'énergie à saisir au chiffre KW-x/17, voir également la question 28 de la FAQ), pour l'énergie de concession ou l'énergie préférentielle cédée à des tiers. 	LEne Art. 30 OEneR Art. 90 Directive 3.1.4

35	<p>Coûts et pertes de revenus pour l'énergie fournie Les coûts d'énergie gratuite ou à prix réduit peuvent-ils être pris en compte ?</p>	<p>Oui, à condition qu'il s'agisse d'une perte de revenus pour des approvisionnements énergétiques dus en vertu des modalités de la concession de la centrale en question. Ils sont évalués conformément à la question 37 de la FAQ. La prise en compte des coûts pour des approvisionnements énergétiques est possible dans les cas suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> - pour l'énergie de concession (produit non réalisé au chiffre KW-x/66), - pour l'énergie préférentielle (produit non réalisé au chiffre KW-x/66, ici seule la différence entre le produit effectif et la valorisation au prix du marché day-ahead doit être saisie), - pour l'énergie de compensation/remplacement (quantité d'énergie à saisir au chiffre KW-x/17, voir également la question 28 de la FAQ). 	<p>LEne Art. 30 OEnER Art. 90 Directive 2.2.1</p>
36	<p>Produit pour l'énergie reçue Doit-on déclarer un produit pour de l'énergie reçue ?</p>	<p>Oui. Un cas typique est l'énergie reçue comme énergie de compensation pour retenue d'eau / énergie de remplacement. Le produit correspondant doit être calculé selon la question 37 et saisi sous « autres produits d'exploitation » au chiffre KW-x/43. Voir également question 29 de la FAQ.</p>	<p>LEne Art. 30 OEnER Art. 90 Directive 3.1.1</p>
37	<p>Évaluation de la valeur de l'énergie reçue, achetée ou fournie Comment les coûts de l'énergie achetée ou fournie doivent-ils être évalués dans le formulaire de demande ?</p>	<p>Les revenus liés à l'énergie reçue, ainsi que les pertes ou coûts liés à des produits non réalisés, ou à l'acquisition ou à la fourniture d'énergie tels que décrits aux questions 34 à 36 de la FAQ doivent être évalués au prix du marché day-ahead. Selon la résolution temporelle des livraisons d'énergie, l'évaluation peut se faire avec la moyenne annuelle, la moyenne saisonnière, les valeurs mensuelles ou horaires du prix du marché day-ahead.</p> <p>L'évaluation de la valeur de l'énergie avec le « revenu spécifiques sur le marché de référence » de la centrale (KW-x/79) n'est en règle générale pas acceptée.</p> <p>Les requérants sont priés de notifier la méthode de calcul utilisée dans l'annexe du formulaire 5.x.7 (Détails des coûts) et de déclarer les montants correspondants explicitement.</p>	<p>LEne Art. 30 OEnER Art. 90 Directive 3.1.4</p>
38	<p>Manques à gagner liés à la livraison d'énergie gratuite Les manques à gagner liés à la livraison d'énergie gratuite peuvent-ils être inclus dans les coûts de revient?</p>	<p>Les manques à gagner résultant de la livraison d'énergie gratuite ou à prix préférentiel peuvent être pris en compte. Ces quantités d'énergie doivent être évaluées au prix du marché day-ahead.</p>	<p>OEnER Art. 90 Commentaires p. 29 Directive 3.3.1</p>
39	<p>Les frais pour l'énergie d'ajustement entre les groupes de bilan Les frais pour l'énergie d'ajustement supportés par un groupe bilan en cas d'écart du plan de conduite et répercutés au sein du groupe bilan peuvent-ils être considérés dans coûts de revient ?</p>	<p>Non, les frais pour l'énergie d'ajustement supportés par un groupe bilan en cas d'écart du plan de conduite et répercutés au sein du groupe bilan sur chaque centrale ne peuvent pas être considérés. D'un part, ils ne représentent pas de coûts indispensables pour l'exploitation et ne peuvent d'autre part pas être vérifiés par une entité indépendante.</p>	<p>Directive 3.1.4</p>
40	<p>Actifs circulants nets Que peut-on déduire de l'actif circulant pour déterminer l'actif circulant net ?</p>	<p>Le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation est calculé pour la prime de marché comme les actifs circulants moins les capitaux étrangers à court terme ne portant pas intérêts. Les fonds propres productifs d'intérêts (p. ex. prêts à long terme à moins d'un an, prêts à court terme productifs d'intérêts, crédits, etc.) ne doivent pas être déduits de l'actif circulant.</p> <p>Comme engagements financiers à court terme sont considérés les engagements qui arrivent à échéance dans l'année qui suit la date de clôture de l'exercice ou qui arrivent à échéance pendant le cycle d'exploitation normal.</p>	<p>Directive 3.2.2 Art. 959 CO</p>

41	La redevance hydraulique La redevance hydraulique peut-elle être incluse ?	Les redevances hydrauliques peuvent, selon le montant effectivement payé, être intégrées dans les coûts de revient.	OEnER Art. 90 Commentaires p. 29 Directive 3.3.1
42a	Redevances de concession et autres prestations de concession Les redevances de concession et autres prestations de concession peuvent-elles être imputées au prix de revient ?	Les redevances de concession et autres prestations de concession qui sont fixées dans la concession et qui étaient donc une condition préalable à l'obtention de la concession peuvent être imputées aux coûts de revient. Les prescriptions des concessions doivent être respectées. De tels coûts sont donc considérés comme directement nécessaires à la production.	OEnER Art. 90 Directive 3.3.2 et 3.3.3
42b	Période déterminante pour la redevance hydraulique La période ou la date de facturation s'applique pour le calcul de la redevance hydraulique ?	Pour la redevance hydraulique, la période qui correspond à l'exercice financier auquel se réfère la demande s'applique. La date de facturation ou du paiement n'est pas pertinent.	Directive 3.3.1
43	Impôts sur les bénéfices Les impôts sur les bénéfices peuvent-ils être inclus dans les coûts de revient?	Les impôts sur les bénéfices ne peuvent être considérés que dans la mesure où ils ont été perçus pour un profit effectif. Les impôts sur les bénéfices indépendants du profit, qui sont basés sur un accord avec la communauté locale, ne peuvent pas être considérés. Comme la prime de marché n'est versée que pour des centrales „non rentables“, il ne devrait généralement pas y avoir de bénéfice effectif.	OEnER Art. 90 Commentaires p. 29 Directive 3.3.4
44	Les coûts de capital / WACC Comment calculer les coûts de capital lors de la détermination des coûts de revient?	Les coûts de capital (rendement du capital, amortissements) ne peuvent être réclamés que pour les biens nécessaires à la production. Les coûts de capital pour des biens qui ne sont pas nécessaires à l'opération (par exemple les immeubles de bureaux au siège, ...) ne peuvent pas être pris en compte. Pour les biens immatériels, seuls les coûts de capital nécessaires à la production peuvent être pris en compte (par exemple des concessions pas complètement amorties). Les coûts du capital investi sont calculés sur la base de la valeur patrimoniale multipliée par le WACC annuel spécifié par le DETEC. Pour le calcul des amortissements, la méthode d'amortissement en vigueur doit être poursuivie.	OApEI annexe 1 OEnER Art. 66, Art. 90 al. 2 et annexe 3 Commentaires p. 29 Directive 3.2
45	Méthode d'amortissement, pratique quinquennale Quelle méthode d'amortissement doit-elle être appliquée pour déterminer les coûts de capital?	Que l'amortissement soit linéaire, dégressif, à annuités constantes etc., n'a pas d'importance. La méthode utilisée au cours des cinq dernières années doit cependant être poursuivie. Les candidats doivent par conséquent indiquer la méthode d'amortissement et les montants des cinq dernières années et justifier les écarts importants dans l'année d'application.	Commentaires p. 29 Directive 3.2.1
46	Méthode d'amortissement pour plusieurs installations Quelle méthode d'amortissement est-elle applicable à plusieurs centrales hydroélectriques ?	Dans les cas de plusieurs installations ou de participations dans des installations partenaires, on peut appliquer pour chaque installation une méthode d'amortissement différente.	Commentaires p. 29 Formulaire de demande
47	Installation partenaires; méthode d'amortissement Quelle méthode d'amortissement doit-elle être appliquée à une installation partenaire ?	Dans une installation partenaire, la méthode d'amortissement de la société qui exploite l'installation et tient la comptabilité doit être appliquée. Tous les partenaires doivent appliquer la même méthode d'amortissement.	Commentaires p. 29
48	Amortissements exceptionnels Des amortissements exceptionnels peuvent-ils être pris en compte pour déterminer les coûts de capital?	En règle générale, seul les amortissements ordinaires peuvent être pris en compte. Les amortissements exceptionnels ne peuvent être pris en compte que si leur nécessité est démontrée de manière plausible et que si rien n'indique qu'ils ont été effectués en vue de la demande pour la prime de marché.	Commentaires p. 29 Directive 3.2.1

49	Amortissements exceptionnels dû à l'assainissement écologique de la force hydraulique	Les amortissements exceptionnels pour les parties de la centrale qui sont remplacées ou démantelées en raison d'assainissement de la force hydraulique ne peuvent pas être pris en compte. L'OFEV rembourse la valeur résiduelle de ces parties.	« Assainissement écologique des centrales hydrauliques existantes: Financement des mesures requises », OFEV, 2016, Chiffre. 4.6
50	Assurances Les dommages peuvent-ils être comptabilisés dans les coûts de revient ?	De manière générale, les primes d'assurance et les franchises sont déductibles. Les dommages assurés ne peuvent pas être pris en compte; en contrepartie, les indemnités d'assurance ne doivent pas être prises en compte.	
Modèle de la prime de marché, approvisionnement de base			
51	Distinction entre modèle de la prime de marché et l'approvisionnement de base Pourquoi l'électricité de la grande hydraulique donnant droit à la prime de marché doit-elle être séparée en une partie «approvisionnement de base» et une partie «prime de marché»?	L'électricité qui aurait pu être vendue dans l'approvisionnement de base au cours de l'année en question n'est pas éligible à la prime de marché. Les demandeurs doivent donc indiquer leur potentiel d'approvisionnement de base. Le potentiel d'approvisionnement de base peut être réduit par la quantité d'énergie renouvelable et non subventionnée (voir question 60 de la FAQ et suivantes). Il en résulte ce que l'on appelle la «déduction ajustée de l'approvisionnement de base». Le total de l'énergie hydroélectrique non rentable du requérant est ainsi divisé en une quantité exposée au marché libre (ayant droit à la prime de marché) et la déduction ajustée d'approvisionnement de base (n'ayant pas droit à la prime de marché). Ce mécanisme allège la charge pesant sur les ressources disponibles pour la prime de marché, ce qui est particulièrement avantageux pour les demandeurs qui n'ont que peu ou pas de débouchés commerciaux pour l'approvisionnement de base. Selon la «méthode du quotient», les proportions «approvisionnement de base» et «prime de marché» sont identiques pour toutes les centrales électriques du portefeuille du demandeur.	OEnER Art. 92 Commentaires p. 30
52	Prime de marché sur l'approvisionnement de base Est-il possible de réclamer également une prime de marché pour l'électricité fournie à l'approvisionnement de base?	Non. La prime de marché ne peut être réclamée que pour l'électricité produite par de grandes centrales hydroélectriques qui a dû être effectivement vendue sur le marché. À partir du 1.1.2018, l'électricité non rentable peut être vendue en priorité (et indépendamment de la méthode du prix moyen) dans l'approvisionnement de base aux coûts de revient, raison pour laquelle tous les coûts sont couverts et il n'y a plus de droit à la prime de marché.	LEne Art. 31 OEnER Art. 91 et suivants
53	Pertes de réseau de l'approvisionnement de base Les pertes de réseau doivent-elles être prises en compte dans le potentiel d'approvisionnement de base ou ajoutées à cela?	Non, les pertes de réseau ne sont pas pertinentes pour la détermination du potentiel d'approvisionnement de base. Les pertes de réseau sont prises en compte dans le tarif de l'approvisionnement de base via le tarif réseau et non via le tarif énergie.	

54	<p>Électricité éligible à la prime de marché</p> <p>Comment est calculée la part de l'électricité éligible à la prime de marché?</p>	<p>Sur la base de la part de l'énergie annuelle des grandes centrales hydroélectriques non rentables incluses dans la demande, la quantité d'électricité éligible à la prime est calculée en base du potentiel d'approvisionnement de base indiqué par le demandeur, réduite des éventuels « correctifs » ou « déduction des énergies renouvelables ». La quantité d'électricité éligible à la prime de marché est ainsi calculée comme suit :</p> <p style="text-align: center;"> Énergie provenant des grandes centrales hydroélectriques non rentables - potentiel d'approvisionnement de base + Déduction des énergies renouvelables <hr/> = Quantité éligible à la prime de marché </p> <p>Exemple chiffré</p>  <p style="text-align: center;"> $\text{Taux de prime de marché} = \frac{120 - (75 - 10)}{120} = \frac{55}{120} = 45.8\%$ </p>	<p>LEne Art. 31 OEnER Art. 91 Commentaires pp. 30-31</p>
55	<p>Méthode du quotient</p> <p>Que signifie le « Méthode du quotient » et pourquoi est-il employé?</p>	<p>Le modèle de quotient signifie que dans le contexte du calcul de la prime de marché d'une demande, le même taux de prime de marché s'applique à toutes les centrales électriques éligibles à la prime de marché.</p> <p>Dans le cadre du développement de l'OEnER, différents modèles ont été testés. La méthode du quotient s'est avéré être le plus approprié. Dans le cas du « Merit-Order-Modell », également examiné, la prime de marché pouvait être selon les circonstances plus petite, mais les clients de l'approvisionnement de base auraient dû assumer une charge trop lourde. Le « Mengengewichtete Modell » (ou le « Mittelungsmethode ») aurait régulièrement entraîné une prime de marché excessive.</p>	<p>Commentaires pp. 31-32</p>

56	<p>Taux de prime de marché</p> <p>Comment les taux de la prime de marché et la prime de marché sont-elles calculées?</p>	<p>Le taux de prime de marché est déterminé pour le portefeuille contenu dans la demande concerné comme suit:</p> $\text{Part prime du marché} = \frac{\text{grande hydroélectricité non rentable} - (\text{déduction de l'approvisionnement de base corrigé})}{\text{grande hydroélectricité non rentable}}$ <p>Pour la détermination de la prime de marché, la production de chaque installation donnant droit à la prime de marché est multipliée par le déficit des coûts de production non couverts (mais au maximum par 1 ct / kWh) et par la part de la prime de marché. La somme de la prime de marché de toutes les installations donne alors la prime de marché (provisoire) allouée au demandeur. Cette valeur peut être réduite dans un deuxième temps en fonction du total des fonds disponibles ou sur la base des dispositions de l'art. 92 .de l'OEnER.</p> <p><i>Voir aussi document «Démarche de calcul»</i></p>	OEnER Art. 92
57	<p>EAE / Secteurs juridiquement indépendants / Potentiel en matière d'approvisionnement de base</p> <p>Supposons qu'une entreprise d'approvisionnement en électricité comporte plusieurs entités juridiques autonomes responsables de domaines comme la production, l'exploitation du réseau et l'approvisionnement de base. L'entité qui a droit à des primes de marché doit-elle se faire imputer le potentiel des autres entités en matière d'approvisionnement de base?</p>	<p>Oui, tant que ces entités ne sont pas seulement connectées au travers d'intérêts financiers, mais aussi en termes opératoires.</p>	OEnER Art. 93
58	<p>Participations aux potentiels d'approvisionnement de base de grande hydraulique (pas d'installations partenaires)</p> <p>L'exploitant d'une grande centrale hydroélectrique a-t-il le droit de transférer son électricité à son coût de revient à l'approvisionnement de base d'un opérateur de réseau, si celui est une entité juridique indépendante mais appartenant à la même EAE?</p>	<p>Dans le cas d'unités juridiquement indépendantes qui sont fonctionnellement liées dans le cadre d'une entreprise d'approvisionnement en électricité (EAE), le potentiel total de l'approvisionnement de base de l'EAE est pertinent. La déduction de l'approvisionnement de base est donc faite sur toutes les unités et le demandeur a le droit de vendre l'énergie hydroélectrique non rentable au coût de revient dans l'approvisionnement de base des autres unités.</p> <p>Si le lien n'est établi qu'au travers d'une participation financière, ce droit n'existe pas.</p>	OEnER Art. 93 al. 2 Commentaires p. 33
59	<p>Modification de la législation sur l'approvisionnement de base dans le cadre de la stratégie des réseaux électriques</p> <p>En quoi consiste la modification législative de la stratégie relative aux réseaux électriques en ce qui concerne l'adaptation de la réglementation d'approvisionnement de base ?</p>	<p>Selon l'art. 6 al. 5 LApEl, les entreprises d'approvisionnement en électricité de base (EAE) doivent répercuter proportionnellement les allègements de leur accès au réseau sur les consommateurs captifs (méthode du prix moyen).</p> <p>L'adaptation de la loi découlant de la stratégie relative aux réseaux électriques (LApEl Art. 6 al. 5bis) suspend la méthode du prix moyen jusqu'à l'expiration de la prime de marché en ce qui concerne la production nationale d'énergie renouvelable. La mesure entraîne l'inclusion totale des coûts de revient des centrales électriques nationales d'énergies renouvelables dans les tarifs de l'approvisionnement de base (indépendamment du montant des coûts de revient ou de l'évolution du prix de marché).</p>	LApEl Art. 6 al. 5 LApEl Art. 6 al. 5bis

Contre-déduction énergies renouvelables			
60	<p>Explications et conditions sur la «contre-déduction énergies renouvelables» (ou «correctif»).</p> <p>Qu'est-ce que la «contre-déduction énergies renouvelables» et quelles conditions doivent-elles être remplies ?</p>	<p>Si de l'électricité produite à partir de nouvelles énergies renouvelables non subventionnées est vendue dans l'approvisionnement de base, elle peut être déduite du potentiel d'approvisionnement de base (ce que l'on appelle le «correctif» ou la «contre-déduction énergies renouvelables»). Cette énergie doit remplir les conditions suivantes conformément à l'art. 31, al. 2 de la LEne :</p> <ul style="list-style-type: none"> - elle ne peut pas être subventionnée publiquement autrement (c'est-à-dire aucune surcharge d'électricité verte, etc. sur l'électricité produite d'énergies renouvelables) - elle doit provenir «des nouvelles énergies renouvelables» (petite hydraulique <10 MW, photovoltaïque, éolien, biomasse) - elle doit avoir été effectivement vendue à des consommateurs de l'approvisionnement de base (consommateurs captifs). Selon la pratique d'ElCom, cela signifie qu'il s'agit d'énergie indigène. - Si elle n'a pas été produite par le demandeur lui-même, mais qu'elle a été achetée auprès d'installations extérieures, alors soit <ul style="list-style-type: none"> o Il faut soumettre les contrats d'achat d'électricité d'une durée d'au moins trois ans avec la demande et/ou o L'achat d'électricité doit être basé sur l'article 15 LEne (obligation d'achat et de rémunération) <p>L'origine et la qualité de l'électricité doivent être prouvées avec une garantie d'origine (GO) lors du dépôt de la demande.</p>	<p>LEne Art. 15 et 31 al. 2 OEnER Art. 91 al. 2 Commentaires pp. 30-31</p>
61	<p>Limite de la contre-déduction («Correctif»)</p> <p>L'art. 15 de LEne constitue-t-il une restriction obligatoire ou la contre-déduction est-elle également acceptée pour les grandes centrales électriques (> 3 MW ou > 5.000 MWh/a) dont l'électricité a été reprise sur une base volontaire ?</p>	<p>A partir du 1.1.2018, l'obligation de reprise et de rétribution pour les petites installations d'énergie renouvelable (moins de 3 MW, moins de 5.000 MWh) s'applique conformément à l'art. 15, al. 2 de la LEne. L'énergie soumise à une obligation de reprise peut être incluse dans la quantité déduite («Correctif»).</p> <p>L'électricité provenant des installations plus grandes ne peut être incluse que si elle est reprise dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée d'au moins trois ans et si la garantie d'origine est présentée par le producteur.</p>	<p>LEne Art. 15 al. 2 LEne Art. 91 al. 2</p>
62	<p>Electricité renouvelable de l'étranger</p> <p>Dans le cadre de la «contre-déduction énergies renouvelables» en vertu de l'article 31, al. 2 de la LEne, peut-on également considérer de l'électricité renouvelable de l'étranger ?</p>	<p>ElCom n'accepte pas d'électricité provenant des énergies renouvelables étrangères dans l'approvisionnement de base. Par conséquent, une telle électricité ne peut être considérée.</p>	<p>OEnER Art. 91 al. 2</p>

Exécution, Formalité, Utilisation des données			
63	<p>Documents de la demande</p> <p>Où les documents de demande peuvent-ils être obtenus et où la demande doit-elle être soumise?</p>	<p>Les documents de candidature peuvent être téléchargés sur le site web de l'OFEN: https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/mesures-d-encouragement/energies-renouvelables/prime-de-marche-destinee-grande-hydraulique.html</p> <p>La demande doit être soumise comme suit:</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'accès au Sharepoint de l'OFEN doit être demandé en envoyant un e-mail à marktpraemie@bfe.admin.ch - Le demandeur reçoit alors un lien vers le Sharepoint de l'OFEN, auquel il doit se connecter (authentification à deux facteurs). - Le demandeur reçoit également un numéro de demande de l'OFEN (par exemple le MP.25.123), qui doit être inscrit sur la page de couverture du formulaire de demande en haut à gauche. - En outre, il reçoit un formulaire dans lequel les données de production de toutes les centrales électriques mentionnées dans la demande doivent être saisies. - Le formulaire de demande complet incluant tous les annexes nécessaires doivent être téléchargé dans le dossier assigné dans Sharepoint. - La déclaration de validation mentionnée dans le formulaire de demande doit être imprimée, signée et envoyée à l'adresse suivante au plus tard le 31 mai de l'année de la demande. <p style="text-align: center;"><i>Office fédéral de l'énergie Section Force hydraulique 3003 Berne</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - L'OFEN confirme la réception des documents 	<p>OEnER Art. 94</p> <p>Fiche d'information prime de marché - procédure d'examen</p>
64	<p>Organe d'exécution</p> <p>Qui examine les demandes?</p>	<p>Selon la loi sur l'énergie, les services fédéraux responsables des tâches respectives peuvent faire appel à des tiers pour l'exécution.</p> <p>Dans le cadre de la prime de marché pour l'électricité produite par les grandes installations hydroélectriques, les demandes sont examinées par AFRY Suisse SA (ci-après dénommé AFRY). Vous trouverez des informations sur AFRY sur https://afry.com/fr-ch</p>	<p>LEne Art. 67</p> <p>Fiche d'information prime de marché - procédure d'examen</p>
65	<p>Point de contact pour les questions</p> <p>Qui peut être contacté en cas de questions?</p>	<p>En règle générale, les questions doivent être adressées à l'organe d'exécution de l'OFEN, AFRY: Lukas Schneider, lukas.schneider@afry.com</p> <p>Alternativement, des questions peuvent également être posées directement auprès de l'OFEN.</p> <p>Personnes du contact: Bernhard Hohl ou Guido Federer</p> <p>E-Mail: marktpraemie@bfe.admin.ch</p>	<p>OEnER Art. 99</p>

66	<p>Coopération / rôles OFEN et AFRY</p> <p>Quelles sont les responsabilités de l'OFEN et de AFRY dans le contexte de l'exécution?</p>	<p>L'OFEN est l'office fédéral en charge et porte la responsabilité ultime de l'exécution de l'instrument de soutien de la prime de marché. Il transmet les informations nécessaires à ce sujet, établi et distribue les documents et formulaires de demande, met à disposition les moyens (Sharepoint) pour la soumission électronique des demandes et confirme leur réception. Après l'examen d'exhaustivité et de contenu de la demande par AFRY, l'OFEN communique les décisions aux demandeurs.</p> <p>AFRY est l'organe d'exécution de l'OFEN et traite les demandes, vérifie leur exhaustivité, leur validité et leur contenu. Dans ce cadre, il est possible que AFRY contacte les demandeurs directement ou au travers de l'OFEN. Sur la base de ces vérifications, AFRY produit une recommandation de décision à l'intention de l'OFEN. AFRY offre également aux demandeurs un service d'informations. AFRY a l'obligation contractuelle de traiter les informations des demandeurs de manière strictement confidentielle.</p>	<p>LEne Art. 67 OEnER Art. 101</p>
67	<p>Coopération avec la ECom</p> <p>Comment l'ECom est-elle impliquée dans les procédures de la prime de marché?</p>	<p>L'OFEN peut demander le soutien de l'ECom pour comparer les chiffres que le demandeur communique à l'OFEN pour l'approvisionnement de base.</p> <p>L'objectif principal consiste à assurer que personne ne vende l'électricité pour laquelle une prime de marché a été perçue également dans l'approvisionnement de base.</p>	<p>LEne Art. 30 al. 4 f) OEnER Art. 95 al. 4 Commentaires pp. 35-36</p>
68	<p>Questions d'intérêt général</p> <p>Les réponses aux questions des candidats sont-elles accessibles à tous?</p>	<p>Partiellement. L'OFEN peut rendre accessible à tous les ayant droit à la prime de marché, sous la forme d'une entrée dans les FAQs, des questions d'intérêt général posées par les demandeurs et conformément aux dispositions sur la protection des données pour les organismes fédéraux. Il est donc recommandé de consulter la FAQs régulièrement.</p>	
69	<p>Date limite 31.5</p> <p>Jusqu'à quand les demandes doivent-elles être soumises?</p>	<p>Le requérant qui demande la prime de marché pour une année précise doit soumettre un dossier de demande complet, y compris tous les annexes requis, au plus tard jusqu'au 31 mai de l'année concernée.</p> <p>Attention : la demande n'est considérée comme définitivement soumise que lorsque le formulaire de candidature, y compris toutes les annexes, a été téléchargé sur la plateforme Sharepoint et que la déclaration de validation signée a été soumise à l'OFEN avant le 31 mai. Le timbre postal est déterminant.</p> <p>Cette date équivaut à un délai de péremption. Si aucune demande complète n'est déposée jusqu'au 31 mai, le droit à la prime de marché disparaît.</p>	<p>OEnER Art. 94 al. 1 Commentaires p. 33</p>

70	<p>Intégralité des annexes</p> <p>Est-ce que tous les documents énumérés sous «liste des annexes» dans le formulaire de demande doivent être soumis?</p>	<p>En principe, toutes les annexes doivent être jointes à la demande. Certaines ne sont cependant nécessaires que dans des cas précis :</p> <p>A/2: Extrait du registre du commerce du requérant, si celui-ci est inscrit dans un tel registre.</p> <p>A/3.1: Droits d'utilisation et rapports de gestion de toutes les propres installations destinées à la production d'énergies renouvelables, pour autant qu'elles fassent l'objet de la demande.</p> <p>A/3.2: Contrats de reprise de toutes les installations tierces destinées à la production d'énergies renouvelables, pour autant qu'elles fassent l'objet de la demande.</p> <p>A/4: Rapport sur les mesures prises en vue d'améliorer la situation des coûts.</p> <p>A/5.x.2: Attestation de la prise en charge des risques uniquement si le demandeur lui-même n'est pas l'exploitant.</p> <p>A/5.x.3: Tous les contrats concernant la fourniture d'électricité à partir de grandes centrales hydroélectriques faisant partie de la demande de prime de marché doivent être joints à la demande.</p> <p>A/5.x.6: Attestations concernant les rémunérations issues de la rétribution du courant injecté, des contributions à l'investissement, etc. uniquement si ces annexes sont présentées dans la demande.</p> <p>A/5.x.7: Commentaires concernant les coûts de revient seulement si les données fournies dans le formulaire de demande ne peuvent pas être corroborées à partir des informations contenues dans le rapport de gestion ou la comptabilité financière.</p> <p>A/5.x.8 Données sur le profil de production d'énergie, énergie de pompage et recettes</p> <p>L'OFEN ou son organe d'exécution (AFRY Suisse SA) utilisera les documents disponibles pour vérifier si les critères d'admissibilité sont remplis. Si des ambiguïtés surviennent lors de cet examen, AFRY peut requérir du demandeur des documents supplémentaires, après consultation avec l'OFEN.</p>	OEneR Art. 94
71	<p>Documents incomplets</p> <p>Quelle est la procédure si les documents soumis ne sont pas complets?</p>	<p>Si une demande complète n'est pas soumise jusqu'au 31 mai, il n'y a pas de droit à la prime de marché.</p>	
72	<p>Rapport sur les mesures prises en vue d'améliorer la situation des coûts</p> <p>Existe-t-il des exigences formelles ou des modèles pour le rapport requis dans l'annexe 4 ?</p>	<p>Non, il n'y a pas d'exigences formelles. Le rapport doit indiquer les mesures que le demandeur a mis en œuvre pour améliorer la situation des coûts au cours de l'exercice concerné.</p>	OEneR Art. 94 al. 2 f) Commentaires p. 34
73	<p>Prolongation du délai</p> <p>Y a-t-il une possibilité d'extension de la date limite?</p>	<p>Non, une prolongation du délai n'existe que dans des cas exceptionnels justifiés ou dépendance vis-à-vis de tiers. (Pas auto-infligé)</p>	
74	<p>Plusieurs demandes</p> <p>Un demandeur peut-il soumettre plusieurs demandes?</p>	<p>Non, une seule demande par demandeur est possible. Cette demande doit énumérer toutes les installations admissibles, toutes les participations dans des installations admissibles (installations partenaires) ainsi que d'éventuels contrats d'approvisionnement d'électricité pour les installations admissibles.</p>	LEne Art. 30 al. 3

75	<p>Une demande pour plusieurs parties</p> <p>Une seule demande suffit-elle pour plusieurs exploitants ou propriétaires, par exemple, s'ils ont des participations dans les mêmes centrales électriques ?</p>	<p>Il est possible pour plusieurs parties (exploitants, opérateurs, partenaires ou acquéreurs d'électricité) de soumettre une demande conjointe. A cette fin, la personne ou l'organisation qui soumet la demande doit disposer des procurations nécessaires de la part de chaque partie. Ces procurations doivent être soumises avec la demande.</p> <p>Il est bien évidemment indispensable de présenter et de bien documenter la part du risque économique porté par chaque partie dans la reprise d'électricité. La prime de marché est calculée conjointement pour toutes les parties et transférée sur un compte bancaire unique. La répartition de la prime de marché reçue par chaque partie doit être réglée par les parties elles-mêmes.</p> <p>La personne ou l'organisation autorisée doit être indiquée sur la feuille "Requérant" du formulaire de demande.</p>	
76	<p>Informations provenant directement de société de la centrale</p> <p>Est-il possible d'obtenir des informations sur certaines centrales électriques directement auprès de la société d'exploitation plutôt que du demandeur ?</p>	<p>Si requis par le demandeur et sur présentation d'une procuration pertinente à l'organisation concernée (p. ex. société d'exploitation partenaire), l'OFEN ou AFRY, obtiendront des informations sur les centrales électriques directement de cette société.</p> <p>La personne ou l'organisation habilitée(e) doit être indiquée dans le formulaire de demande sur la fiche de la centrale électrique concernée.</p> <p>D'un point de vue juridique, toutefois, le demandeur est lui-même responsable des informations figurant sur le formulaire de demande. La responsabilité n'est pas transférée au mandataire muni de la procuration. La manière dont le mandataire et la personne autorisée s'assurent contre les risques juridiques est l'affaire de ces deux parties.</p>	
77	<p>Délai pour l'examen de la demande, la décision et le paiement</p> <p>Quand les décisions seront-elles communiquées ?</p> <p>Quand se produiront la décision et le paiement ?</p>	<p>Les informations relatives à cette question sont contenues dans la «Fiche d'information - Procédure d'examen de la demande, décision et versement de la prime de marché».</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La soumission de la demande peut être effectuée jusqu'au 31 mai (année de la demande) comme défini à la question 63 de la FAQ. 2. Après examen du dossier, l'OFEN émet une première décision avec la prime de marché provisoire; cette décision est rendue au plus tard jusqu'à la mi-novembre de l'année en question. 3. Sur cette base, un acompte de 80% de la prime provisoire sera versé. 4. Une deuxième décision indiquant le facteur de correction et la prime définitive sera envoyée l'année suivante (environ en septembre). 5. Versement résiduel. <p>Compte tenu de la réduction linéaire, tout droit à une prime de marché dépend des autres prétentions en cas de demande excédentaire de subventions. L'OFEN annoncera donc aux requérants leurs droits au même moment par voie de décision. L'OFEN envoie cette décision au plus tard à la mi-novembre. Le montant octroyé revêt un caractère provisoire, car on ignore le total des ressources disponibles pour cette prime (possibilité de remboursement du supplément perçu sur le réseau, frais d'exécution) et les requérants ont la possibilité de recourir contre la décision d'octroi de la prime. Le montant à disposition pour la prime de marché provenant du fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau est connu de manière précise seulement à la fin septembre de l'année suivante. Les frais d'exécution seront également déterminés à cette date. Sous réserve d'éventuelles procédures juridiques encore en suspens sur les premières décisions, l'OFEN pourra alors fixer dans une deuxième décision le montant définitif de la prime de marché.</p> <p>Si les fonds disponibles pour la prime de marché ne sont pas entièrement épuisés pour l'année en question, l'OFEN peut décider de la prime de marché définitive déjà dans l'année d'application (avec la première décision).</p>	<p>OEnER Art. 95 Commentaires p. 35 Fiche d'information prime de marché - procédure d'examen</p>

78	Décisions négatives Quand est-ce que les décisions négatives seraient communiquées aux demandeurs?	Si l'examen matériel révèle qu'un requérant n'a pas droit à une prime de marché, il en est informé immédiatement par une décision négative.	Fiche d'information prime de marché - procédure d'examen
79	Réduction linéaire Les primes sont-elles réduites si les moyens annuels disponibles sont insuffisants pour couvrir toutes les primes de marché approuvées ?	Oui. Si les 100 – 120 Mio. CHF disponibles chaque année à partir du supplément réseau ne sont pas suffisants pour couvrir toutes les primes de marché approuvées, toutes les demandes de primes de marché seront réduites linéairement. Par exemple, s'il y a une réclamation totale de 150 Mio. CHF pour des fonds disponibles de seulement 100 Mio. CHF en provenance du supplément réseau, toutes les demandes seront réduites du facteur (1 – 100/150). Pour cette raison, dans un premier temps, les bénéficiaires de la prime de marché ne reçoivent la prime de marché qu'à titre provisoire et à hauteur de 80% du droit attendu. Le montant définitif de la prime de marché ne sera décidé que l'année suivante. En revanche, si les fonds disponibles pour la prime de marché ne sont pas entièrement épuisés pour l'année en question, l'OFEN peut décider la prime de marché définitive déjà dans l'année d'application (avec la première décision). Voir également question 77.	OEnER Art. 95 al. 2 Commentaires p. 35
80	TVA sur la prime de marché La TVA doit-elle être payée sur la prime de marché ?	Selon l'Administration fédérale des contributions, la prime de marché doit être évaluée comme une compensation des coûts. Elle est donc considérée comme un montant qui ne fait pas partie de la contre-prestation. Par conséquent elle n'est pas soumise à la TVA et n'engendre pas une réduction de l'impôt préalable pour son destinataire.	Loi fédérale du 12 juin 2009 régissant la taxe sur la valeur ajoutée LTVA Art. 18 al. 2
81	Revenus supérieurs aux coûts de revient Que se passe-t-il si un ayant droit à la prime de marché obtient avec la prime de marché, les recettes générées sur les marchés pris en compte dans le cadre de la prime de marché et les ventes dans l'approvisionnement de base davantage sur l'ensemble du portefeuille que ce qui est nécessaire pour couvrir les coûts de revient?	Si, avec la prime de marché, les ventes dans l'approvisionnement de base et les recettes générées sur les marchés pris en compte dans le cadre de la prime de marché (énergie non vendue dans le cadre de l'approvisionnement de base), l'ayant droit à la prime de marché devait obtenir davantage sur l'ensemble du portefeuille que ce qui est nécessaire pour couvrir les coûts de revient pour le même portefeuille, la prime de marché se réduit d'autant. Pour le calcul des revenus de l'approvisionnement de base, les quantités d'énergie et les coûts de revient déclarés par le requérant dans le formulaire de demande sous « Approvisionnement de base » sont utilisés. Il s'agit des quantités d'énergie effectivement fournies dans l'approvisionnement de base par les grandes installations hydroélectriques de la demande ainsi que des coûts de revient pertinents pour les tarifs dans l'approvisionnement de base.	OEnER Art. 92 al. 3
82	Protections des données Quelle est la politique de confidentialité qui s'applique?	Les données à soumettre par les demandeurs sont des données sensibles, qui comprennent aussi des secrets commerciaux. L'OFEN et son organe d'exécution (AFRY) veilleront à ce que la confidentialité et la sécurité des données soient assurées dans tous les étapes de traitement. Les données obtenues dans le cadre de ces travaux sont traitées, transmises et publiées exclusivement conformément aux dispositions de la loi sur l'énergie et de l'ordonnance sur la promotion de l'énergie. Les règles de protection des données pour les organes fédéraux s'appliquent.	OEnER, Art. 98, al. 4 et Art 99

83	<p>Exclusion de responsabilité concernant la correspondance par courrier électronique</p> <p>Quels sont les risques associés au trafic e-mail lié aux demandes de prime du marché ?</p>	<p>La clause de non-responsabilité dans les e-mails de l'OFEN et de AFRY répond à cette question :</p> <p>« Les demandes de renseignements sur les demandes de prime de marché de l'organe de contrôle AFRY Suisse SA ainsi que la correspondance avec l'OFEN sont généralement envoyées par e-mail, ces e-mails ne sont pas cryptés.</p> <p>La communication par e-mail comporte certains RISQUES, par exemple du point de vue de la confidentialité, des manipulations du contenu et de l'expéditeur, des erreurs de transmission, virus, etc. L'OFEN et AFRY Suisse SA déclinent toute responsabilité pour les dommages pouvant en résulter.</p> <p>Sur la base des échanges e-mail déjà effectués, nous supposons que vous acceptez les risques liés à une correspondance e-mail. Si ce n'est pas le cas, nous vous prions de nous en informer immédiatement. Le requérant est responsable de la sécurité des e-mails qu'elle envoie à AFRY Suisse ou à l'OFEN. Alternativement, des informations confidentielles peuvent être soumises via SharePoint.</p> <p>Si vous avez reçu cet e-mail par erreur ou si vous ne souhaitez plus être contacté par e-mail à l'avenir, vous êtes priés d'en informer immédiatement l'OFEN. L'e-mail reçu par erreur (avec toutes les pièces jointes) doit être irrévocablement supprimé et le contenu ne doit ni être transmis à d'autres personnes ni divulgué. »</p>	
----	---	--	--