



21 février 2024

Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouve- lables :

Modification de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renou- velables

Rapport explicatif concernant le projet mis en con- sultation

Sommaire

1.	Contexte	1
2.	Présentation du projet	1
2.1	Prime de marché flottante	1
2.1.1	Dispositions générales	1
2.1.2	Prime de marché flottante allouée pour les installations hydroélectriques	3
2.1.3	Prime de marché flottante allouée pour les installations photovoltaïques	5
2.1.4	Prime de marché flottante allouée pour les installations éoliennes	5
2.1.5	Prime de marché flottante allouée pour les installations de biomasse (et autres adaptations)	6
2.2	Contributions d'investissement	8
2.2.1	Exigences applicables à l'exploitation	8
2.3	Contributions pour les études de projet	8
2.3.1	Taux et contributions minimales	8
2.3.2	Procédure	9
2.3.3	Restitution	9
2.4	Installations éoliennes : autres modifications	9
2.4.1	Fixation du montant des contributions d'investissement	9
2.4.2	Contributions pour les études de projet d'installations éoliennes	9
2.4.3	Pas d'agrandissement ni de rénovation d'installations éoliennes	10
2.4.4	Abrogation de la possibilité de transfert de décisions RPC positives concernant des projets éoliens	10
2.5	Installations hydroélectriques : autres modifications	10
2.6	Photovoltaïque	11
2.6.1	Bonus pour les installations sises sur des aires de stationnement permanentes	11
2.6.2	Adaptations de la rétribution unique	11
2.7	Prime de marché pour l'électricité produite par de grandes centrales hydroélectriques existantes	12
3.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes	13
4.	Conséquences économiques, environnementales ou sociales	13
5.	Relation avec le droit de l'Union européenne	13
6.	Commentaires des dispositions	13
7.	Commentaires des annexes	27

1. Contexte

Le 29 septembre 2023, le Parlement a notamment introduit dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (FF 2023 2301) un nouvel instrument d'encouragement : la *prime de marché flottante* pour les installations hydroélectriques, les installations photovoltaïques, les installations éoliennes et certaines installations de biomasse (art. 29a ss de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie [LEne ; RS 730.0]). Cet instrument compense pendant une certaine durée la différence entre un taux de rétribution fixé et les recettes issues de la vente d'électricité. Contrairement à la contribution d'investissement, les recettes annuelles pour l'électricité injectée dans le réseau électrique sont ainsi assurées. Les responsables de certains projets d'installations de production d'électricité nouvelles, notablement rénovées ou notablement agrandies ont donc désormais un droit d'option entre les contributions d'investissement ou les rétributions uniques existantes, d'une part, et la prime de marché flottante, d'autre part (art. 29b LEne). De nouvelles dispositions dans l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER ; RS 730.03) sont nécessaires pour régler l'exécution de la prime de marché flottante.

Le Parlement a également décidé d'introduire des *contributions pour les études de projet* concernant les projets hydroélectriques, éoliens ou géothermiques (art. 26, al. 3^{bis}, 27a, al. 3, et 27b, al. 3, LEne). Leur exécution est également réglée dans l'OEnER.

Lors des débats parlementaires sur la loi fédérale susmentionnée, le Conseil national avait décidé que certaines *places de stationnement de véhicules* devaient être équipées de toits pouvant produire de l'énergie solaire (art. 45a^{bis} P-LEne). Le Conseil des États s'y est opposé. Lors de l'élimination des divergences, le Conseil national a renoncé à cette disposition, notamment parce qu'un bonus est possible pour de telles installations (déjà dans le cadre du droit en vigueur). La présente révision introduit un tel bonus.

Le projet contient aussi *d'autres adaptations* qui n'ont parfois pas de lien (direct) avec la révision de la loi.

2. Présentation du projet

2.1 Prime de marché flottante

2.1.1 Dispositions générales

L'idée de la prime de marché flottante est de couvrir, pendant toute la durée de rétribution, les coûts annuels résultant de l'investissement et de garantir ainsi un rendement approprié à l'exploitant de l'installation. Dans le cas de la contribution d'investissement, le requérant connaît déjà le montant de l'encouragement avant la décision d'investissement. Avec le système de la prime de marché flottante, le soutien dépend de l'évolution des prix du marché ; le montant de l'aide n'apparaît donc qu'après la durée de rétribution. En contrepartie, la prime de marché flottante permet un rendement à peu près constant pendant la durée de rétribution. Dans le cas des contributions d'investissement, le rendement effectif est établi seulement *a posteriori*.

Pour les grandes centrales hydroélectriques contrôlables, le taux de rétribution est déterminé avec les coûts annuels résultant de l'investissement et un chiffre d'affaires spécifique à l'investissement est défini.

Pour les installations éoliennes et de biomasse, la prime de marché ou plus précisément le taux de rétribution pour les installations individuelles sont déterminés sur la base des coûts de revient *d'installations de référence* ; l'organe d'exécution est responsable de l'exécution. Comme pour la prime de marché flottante, les contributions d'investissement pour les installations éoliennes, les installations de biogaz, les installations au gaz d'épuration et les centrales à bois électriques sont, elles aussi, déterminées selon le principe des installations de référence ; l'exécution en revient également à l'organe d'exécution. Les contributions d'investissement pour les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM), les installations d'incinération des boues et pour les installations au gaz de décharge continuent d'être déterminées au cas par cas, l'exécution restant du ressort de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). S'agissant des installations hydroélectriques, les taux de rétribution pour la prime de marché flottante sont déterminés *au cas par cas*, et l'exécution incombe à l'OFEN. Pour les installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, le versement de l'encouragement et la facturation font partie des tâches dévolues à l'OFEN. Pour les installations moins puissantes et celles qui ne sont pas contrôlables, le versement de l'encouragement et la facturation sont du ressort de l'organe d'exécution. Pour les installations photovoltaïques, le taux de rétribution est déterminé, au cas par cas, par mises aux enchères. L'OFEN fixe les exigences pour les mises aux enchères et l'organe d'exécution les réalise.

Dans le cas de la prime de marché flottante, le *principe de la commercialisation directe* de l'électricité produite par l'installation s'applique à toutes les installations. Les coûts de commercialisation occasionnés de ce fait aux exploitants font partie du taux de rétribution. Contrairement à ce qui prévaut dans le système de rétribution de l'injection, ils ne sont pas compensés via d'autres éléments séparés. Les exploitants d'installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW peuvent se prévaloir de l'obligation de reprise et de rétribution (art. 15 LEnE) et bénéficier ainsi de la nouvelle rétribution de reprise uniformisée (prix de marché de référence visé à l'art. 15 OEnER). Pour les installations d'une puissance supérieure à 3 MW, l'exploitant doit chercher lui-même un acheteur d'électricité.

Lorsque le prix de marché de référence est inférieur au taux de rétribution, la différence est remboursée au bénéficiaire de la prime de marché à partir du fonds alimenté par le supplément. Si le prix de marché de référence est supérieur au taux de rétribution, la *part excédentaire* est facturée à l'exploitant de l'installation concerné et versée dans le fonds alimenté par le supplément. La période hivernale allant de décembre à mars constitue une exception (art. 29d, al. 3, LEnE). Afin d'inciter les producteurs à produire le plus d'électricité possible en hiver, ils peuvent retenir un certain pourcentage de l'éventuelle part excédentaire pendant les quatre mois d'hiver. Dans la loi, le Conseil fédéral le fixe à 10 % au minimum. Il faut partir du principe que l'effet d'incitation supplémentaire ainsi créé reste plutôt modeste. Pour les centrales flexibles (en particulier celles basées sur la force hydraulique), les installations auraient de toute façon le droit de produire aux prix horaires les plus forts. Pour les centrales dont l'utilisation est tributaire des conditions météorologiques, un plus grand pourcentage n'aurait que peu d'effet. Dans le cas du photovoltaïque, il est possible d'augmenter la production hivernale, notamment en les installant de façon à obtenir une plus grande inclinaison. Les quelque 10% de recettes supplémentaires pour de l'électricité produite en hiver ne feraient pratiquement pas le poids face aux recettes manquées en raison de la production plus faible en été.

La *plus-value écologique* sous forme de garanties d'origine (GO) reste chez l'exploitant. Il peut donc les négocier librement ; les recettes ainsi obtenues sont prises en compte lors de la fixation des prix de marché de référence. L'OFEN calcule et publie chaque trimestre les prix de marché de référence ainsi que la valeur des GO des différentes technologies pour le dernier trimestre. Cette valeur résulte d'une combinaison des prix de plateformes de négoce établies (comme Green-Power-Hub) et des prix européens de la bourse de l'électricité EPEX Spot. Le marché suisse des GO n'est actuellement pas normalisé et n'est pas encore très transparent. Par ailleurs, les entreprises suisses sont en concurrence avec les entreprises de l'Union européenne, ce qui rend nécessaire la prise en compte des prix européens lors de la fixation des prix. Si de nouvelles plateformes de négoce s'établissent avec le temps, elles seront également considérées lors de la fixation de la valeur des GO.

Si les moyens d'encouragement à disposition devaient s'avérer insuffisants, les projets seraient inscrits sur des listes d'attente, comme c'est déjà le cas pour les instruments d'encouragement existants de l'OEneR. Dans le cas de la force hydraulique, les demandes doivent être déposées jusqu'à une date de référence, comme pour les contributions d'investissement, et ce indépendamment de la taille de la centrale.

Il n'est pas possible de *sortir* du système de la prime de marché flottante : la prime de marché flottante prémunit les exploitants contre les principaux risques du marché pendant la durée de rétribution et assure des flux financiers stables (les recettes ne baissent pas en dessous du taux de rétribution). Conformément à l'art. 29d, al. 2, LEne, si le prix du marché est supérieur au taux de rétribution, l'exploitant concerné doit verser la part excédentaire dans le fonds alimenté par le supplément. Ce principe de symétrie est une caractéristique essentielle de la prime de marché flottante. Si les exploitants pouvaient sortir du système avant la fin de la période de rétribution, ce principe serait enfreint. Les exploitants seraient soutenus par le fonds alimenté par le supplément en période de prix bas et sortiraient du système en période de prix élevés s'ils pensaient devoir rembourser plus d'argent qu'ils n'en reçoivent du fonds pendant la durée de rétribution restante.

2.1.2 Prime de marché flottante allouée pour les installations hydroélectriques

Champ d'application

La prime de marché flottante pour les installations hydroélectriques est allouée pour encourager des projets menant à de nouvelles installations, des agrandissements notables ou des rénovations notables. Cette prime doit servir à soutenir la rentabilité d'un investissement. Pour vérifier cette rentabilité de la meilleure manière possible, les coûts annuels résultant de l'investissement sont mis en balance avec les recettes supplémentaires qui résultent de cet investissement. Pour tout agrandissement, toute rénovation ou toute nouvelle installation techniquement et économiquement intégrés dans une installation existante, les recettes annuelles sont calculées/estimées une fois avant l'agrandissement ou la rénovation et une fois après l'agrandissement ou la rénovation ou alors avec la nouvelle installation. La différence entre les deux valeurs obtenues correspond aux recettes supplémentaires de l'installation agrandie ou rénovée ou alors de la nouvelle installation. Les contributions aux recettes qui sont générées dans une installation existante grâce à l'investissement sont aussi prises en compte. Pour une rénovation, on procède encore, sur la base des éléments devant être rénovés, à une estimation de la production pouvant être sauvée grâce à l'investissement consacré à la rénovation. Par exemple, dans le cas de la rénovation de la seule et unique turbine d'une installation, la production totale de l'installation est prise en considération dans la comparaison. La production qui a pu être maintenue, assortie des éventuelles augmentations de production induites par le gain d'efficacité à laquelle s'ajoute, dans le cas de groupes d'installations, un éventuel effet sur le portefeuille correspondant aux recettes annuelles de la rénovation.

En raison du caractère individuel particulièrement marqué des projets concernant les grandes installations hydroélectriques, les demandes sont traitées sur la base de deux catégories. La première regroupe les centrales contrôlables d'une puissance mécanique brute supérieure à 3 MW. La seconde inclut les centrales non contrôlables d'une puissance mécanique brute supérieure à 3 MW ainsi que les centrales d'une puissance mécanique brute inférieure ou égale à 3 MW.

Exercice du droit d'option

Lors du dépôt de la demande, le requérant peut choisir d'opter soit pour la contribution d'investissement soit pour la prime de marché flottante, ou alors de déposer dans un premier temps une demande pour chacun de ces instruments. Dans le premier cas, l'OFEN communique au requérant le montant de la contribution d'investissement, et dans le deuxième cas, celui des coûts annuels résultant de l'investissement. Dans le troisième cas, l'OFEN communique au requérant les deux informations et ce

dernier doit alors lui faire part dans les 30 jours de sa décision définitive. Finalement, l'OFEN fera savoir au requérant si sa demande a pu être prise en compte. La prime de marché flottante peut être demandée pour les centrales hydroélectriques des deux catégories précitées aux dates de référence bi-annuelles s'appliquant pour la contribution d'investissement concernant la grande hydraulique, la première fois le 30 juin 2026 et la dernière fois le 30 juin 2034.

Détermination de la prime de marché flottante (PMf)

La prime de marché flottante, qui se compte en ct./kWh, résulte de la différence entre le taux de rétribution et le prix de marché de référence, tous deux en ct./kWh. Dans le cas d'un agrandissement ou d'une rénovation notables, elle est versée pour la quantité de production supplémentaire calculée. Si le projet concerne une nouvelle installation, elle est versée en fonction de la production annuelle de celle-ci.

Le taux de rétribution en ct./kWh correspond au rapport entre les coûts annuels de la nouvelle installation, de l'agrandissement notable ou de la rénovation notable de l'installation, d'une part, et la production supplémentaire annuelle correspondante, d'autre part. Si l'on procède à un décompte trimestriel, le taux de rétribution correspond au rapport entre les coûts et la production supplémentaire durant le trimestre concerné. Dans le cadre de la prime de marché flottante, le taux de rétribution n'est pas déterminé au moyen des installations de référence, mais en tenant compte des spécificités du projet concerné.

Pour les centrales non contrôlables et les centrales d'une puissance mécanique brute inférieure ou égale à 3 MW, la prime de marché flottante est déterminée indépendamment des recettes effectives. Pour les centrales contrôlables d'une puissance mécanique brute supérieure à 3 MW les recettes servant à calculer le prix de marché de référence en ct./kWh sont déduites selon des formules générales (des heuristiques) et ensuite divisées par la production supplémentaire résultant de l'investissement (voir annexe 6.1, ch. 4.2.2 ss).

La figure suivante présente un aperçu de la façon dont les différents éléments de la prime de marché flottante (PMf) sont appliqués et calculés.

PMf		Coûts annuels résultant de l'investissement		Recettes résultant de l'investissement	Production suppl. résultant de l'investissement
Contrôlables > 3 MW	Nouveau	Coûts du capital (intérêt et amortissement): annuité inv. Coûts d'exploitation: max. 2% inv. (à justifier une fois au départ) Redevances: selon la concession		Recettes annuelles en CHF déterminées via «heuristique du prix de marché de référence» ou via logiciel d'optim. de l'utilisation de la centrale*	Production annuelle de l'installation.***
	Agr.	Part agr.	Coûts du capital (intérêt et amortissement): annuité inv. Coûts d'exploitation: max. 2% inv. (à justifier une fois au départ) Redevances: selon la concession	Recettes annuelles en CHF déterminées via «heuristique du prix de marché de référence» ou via logiciel d'optim. de l'utilisation de la centrale*	Via pourcentage fixé annuellement (part des recettes de l'agrandissement par rapport aux recettes totales après inv.), qui est appliqué à la production annuelle après inv.***
		Part rén.	Voir sous Rén.		Voir sous Rén.
	Rén.	Coûts du capital (intérêt et amortissement): annuité inv. Coûts d'exploitation: via pourcentage fixé une fois pour toutes (part des recettes maintenues, y c. amélioration du degré d'efficacité, par rapport aux recettes totales), qui est appliqué aux coûts d'exploitation avant inv. Redevances: généralement inchangées		Recettes annuelles en CHF déterminées via «heuristique du prix de marché de référence» ou via logiciel d'optim. de l'utilisation de la centrale*	Via pourcentage fixé annuellement (part des recettes maintenues, y c. amélioration du degré d'efficacité, par rapport aux recettes totales après inv.), qui est appliqué à la production annuelle après inv.***
Non contrôlables > 3 MW & toutes les centrales ≤ 3 MW	Nouveau	Coûts du capital (intérêt et amortissement): annuité inv. Coûts d'exploitation: max. 2% inv. (à justifier une fois au départ) Redevances: selon la concession		Via prix de marché de référence visé à l'art. 15 plus GO -> ct./kWh multiplié par la production supplémentaire résultant de l'investissement	Production trimestrielle de l'installation
	Agr.	Part agr.	Coûts du capital (intérêt et amortissement): annuité inv. Coûts d'exploitation: max. 2% inv. (à justifier une fois au départ) Redevances: selon la concession	Via prix de marché de référence visé à l'art. 15 plus GO -> ct./kWh multiplié par la production supplémentaire résultant de l'investissement	Via pourcentage fixé une fois pour toutes (part des recettes de l'agrandissement par rapport aux recettes totales** après inv.), qui est appliqué à la production trimestrielle après inv.
		Part rén.	Voir sous Rén.		Voir sous Rén.
	Rén.	Coûts du capital (intérêt et amortissement): annuité inv. Coûts d'exploitation: via pourcentage fixé une fois pour toutes (part des recettes maintenues, y c. amélioration du degré d'efficacité, par rapport aux recettes totales), qui est appliqué aux coûts d'exploitation avant inv. Redevances: généralement inchangées		Via prix de marché de référence visé à l'art. 15 plus GO -> ct./kWh multiplié par la production supplémentaire résultant de l'investissement	Via pourcentage fixé une fois pour toutes (part des recettes maintenues, y c. amélioration du degré d'efficacité, par rapport aux recettes totales** après inv.), qui est appliqué à la production trimestrielle après inv.

Taux de rétribution en ct./kWh

Prix de marché de référence (pour non contrôl. > 3 MW & toutes ≤ 3 MW) en ct./kWh

Prix de marché de référence (pour contrôl. > 3 MW) en ct./kWh

PMf en ct./kWh

PMf en CHF

* Les projets complexes ou les projets concernant des installations complexes peuvent être évalués au moyen d'un logiciel d'optimisation de l'utilisation de la centrale. Le requérant doit fournir sur demande les données nécessaires à cet effet à l'OFEN.

** La moyenne des recettes totales est calculée après les cinq premières années d'exploitation. Avant cela, le montant des recettes totales fixé au moment de la décision concernant la garantie de principe s'applique.

*** La production supplémentaire n'est pas indispensable pour le calcul de la PMf pour contrôl. > 3 MW. La PMf correspond ici à la différence entre les coûts annuels et les recettes annuelles.

Figure 1: Aperçu des éléments de la prime de marché flottante et grossière description de son calcul

La méthode de calcul concrète figure à l'annexe 6.1 ainsi que dans le commentaire concernant cette annexe.

2.1.3 Prime de marché flottante allouée pour les installations photovoltaïques

La prime de marché flottante allouée pour le photovoltaïque est ouverte aux installations sans consommation propre et présentant une puissance d'au moins 150 kW. Les taux de rétribution sont déterminés par mises aux enchères. Le mécanisme de détermination fonctionne de la même manière que les enchères pour la rétribution unique élevée (RUE) qui ont lieu depuis 2023. À l'avenir, il est prévu d'organiser deux enchères en parallèle, l'une pour la prime de marché flottante et l'autre pour la RUE. L'OFEN fixe les dates des enchères, les offres maximales en ct./kWh ou en CHF/kW et les volumes. Le droit d'option entre les deux moyens d'encouragement est donc exercé en soumettant une offre dans le cadre de ces mises aux enchères parallèles. Il n'est pas possible de faire dans la même session d'enchères une offre, d'une part, concernant la prime de marché flottante et, d'autre part, concernant la RUE, pour un même projet. Comme le législateur n'a pas prévu de possibilité de sanction concernant les mises aux enchères pour la prime de marché flottante, le paiement d'une sûreté n'est pas nécessaire. Que ce soit pour l'une ou l'autre de ces deux enchères, un émolument de 300 francs à verser lors du dépôt de l'offre est introduit.

Lorsqu'une installation photovoltaïque se trouvant dans le système de la prime de marché flottante fait l'objet d'un agrandissement ultérieur, la part rétribuée par la prime de marché flottante est adaptée à la nouvelle situation. Cette prime n'est alors accordée que pour la part de la puissance installée pour laquelle une rétribution a été attribuée lors de la mise aux enchères.

Comme dans le cas des mises aux enchères pour la RUE, il est possible de faire valoir, lors de la mise en service d'installations bénéficiant de la prime de marché flottante, des droits pour différents bonus supplémentaires. Ces bonus sont calculés en ct./kWh comme la prime de marché. Pour déterminer le montant des bonus pour la prime de marché, les bonus de la rétribution unique conformément à l'annexe 2.1, ch. 2.7, OEneR ont été convertis. On présume qu'avec une puissance installée de 1 kW, une installation photovoltaïque sur le Plateau (sur un toit ou un parking) produit 25 000 kWh d'électricité pendant sa durée de vie, une installation en façade 18 500 kWh et une installation alpine 37 500 kWh. Étant donné que ces types d'installations doivent être encouragés dans la même mesure via la prime de marché flottante ou la rétribution unique, les bonus fixés par kW de puissance installée pour la rétribution unique sont convertis en un montant en ct./kWh en fonction du type d'installation et sur la base des hypothèses concernant les volumes de production précitées. Il en résulte les bonus suivants :

- bonus pour les installations ajoutées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés : 200 CHF/kW ou 1 ct./kWh ;
- bonus pour les installations intégrées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés : 400 CHF/kW ou 2,2 ct./kWh ;
- bonus pour les installations sises à une altitude d'au moins 1500 m au-dessus du niveau de la mer : 250 CHF/kW ou 0,7 ct./kWh ;
- bonus pour les installations sises sur des aires de stationnement permanentes : 250 CHF/kW ou 1 ct./kWh.

L'organe d'exécution (Pronovo SA) est responsable de l'exécution des enchères pour la prime de marché flottante, comme c'est déjà le cas actuellement pour les enchères concernant les rétributions uniques.

2.1.4 Prime de marché flottante allouée pour les installations éoliennes

Montant du taux de rétribution

Le rapport « Investitions- und Planungsbeiträge für Windenergieanlagen¹ » montre que les coûts d'investissement spécifiques (CHF/MW) dépendent essentiellement des coûts des chemins de desserte, du raccordement au réseau électrique et du transport : plus la desserte par la route et le raccordement au réseau électrique sont complexes et plus le transport est coûteux, plus les coûts d'investissement spécifiques sont élevés. Cela est pris en compte dans la prime de marché flottante allouée pour les installations éoliennes : la Suisse est divisée en trois niveaux d'altitude (« catégories I à III »). L'altitude a également une influence considérable sur le choix du type d'éolienne et donc sur les coûts de revient.

Les exploitants d'installations éoliennes obtiennent un taux de rétribution fixe pendant les cinq premières années d'exploitation. Par analogie au principe avéré qui est appliqué dans le système de rétribution de l'injection, une fois les cinq premières années d'exploitation écoulée la production effective moyenne d'une installation est comparée avec une production de référence. En fonction du rapport entre la production de référence et la production effective, le montant effectif du taux de rétribution est fixé sur la durée de rétribution de 20 ans.

Exigences concernant la demande

Contrairement aux autres technologies, aucun permis de construire n'est nécessaire pour déposer une demande de prime de marché flottante pour les installations éoliennes. En effet, il peut s'écouler actuellement près de 15 ans, voire davantage, entre le début de la planification et l'obtention du permis de construire. Si un permis de construire légalement valable était nécessaire, les projets d'énergie éolienne seraient exclus *de facto* de l'encouragement. Les conditions préalables au dépôt d'une demande de prime de marché flottante sont donc - comme c'est déjà le cas pour la contribution d'investissement - des mesures du vent pendant au moins 12 mois sans interruption à au moins 2/3 de la hauteur de moyeu prévue ainsi que l'évaluation du rendement énergétique en résultant.

Avis d'avancement du projet

Dans le cas de la prime de marché flottante, le responsable de projet doit prouver l'avancement du projet dans un délai déterminé, à l'instar des règles s'appliquant pour la rétribution de l'injection. Si l'avancement du projet ne peut pas être prouvé dans le délai fixé, la garantie de principe est caduque et les subsides réservés sont disponibles pour d'autres projets.

Dans le cadre de la rétribution de l'injection, l'avancement du projet doit faire l'objet d'un premier avis assorti du cahier des charges pour le rapport d'impact sur l'environnement. Ce premier avis d'avancement n'est pas requis dans le cas de la prime de marché flottante. Cette preuve était nécessaire pour la rétribution de l'injection, car l'annonce pour le système de rétribution de l'injection comportait seulement des exigences minimales. Par contre, une demande de prime de marché flottante ne peut être déposée que si des mesures du vent ont été réalisées conformément aux exigences figurant à l'annexe 2.4 de l'OENeR et qu'il existe une évaluation du rendement énergétique. Ces exigences apportent déjà la preuve d'un avancement significatif du projet. En outre, dix ans au plus tard après l'octroi de la garantie de principe, l'avancement du projet doit faire l'objet d'un avis comportant le permis de construire.

2.1.5 Prime de marché flottante allouée pour les installations de biomasse (et autres adaptations)

Principe des installations de référence et principe du cas par cas

¹ Investitions- und Planungsbeiträge für Windenergieanlagen, New Energy Scout + EBP, 2020 (en allemand, avec synthèse en français)

La prime de marché flottante pour les centrales électriques à bois et les installations de biogaz est déterminée selon le principe des installations de référence. Cela vaut désormais aussi pour les contributions d'investissement qui étaient jusqu'à présent déterminées au cas par cas. Les technologies et les méthodes de construction efficaces sont ainsi privilégiées. Pour les installations de biogaz et les installations au gaz d'épuration, la puissance électrique équivalente du module de couplage chaleur-force (module CCF) et non sa puissance installée est déterminante dans le calcul de la contribution d'investissement. Cela doit permettre d'éviter que des installations soient surdimensionnées à seule fin d'obtenir davantage de moyens d'encouragement. En revanche, pour les centrales électriques à bois, la contribution d'investissement est calculée sur la base de la puissance de l'installation. En effet, ces installations devraient dans la mesure du possible être exploitées en mode « chaleur » et servir à couvrir les charges de pointe en hiver. Il ne faut donc pas exiger qu'elles produisent le plus d'électricité possible tout au long de l'année en prenant la puissance équivalente et non pas la puissance de l'installation comme base de calcul.

Dans le cadre de la prime de marché flottante, on se base toutefois sur la puissance équivalente, de manière analogue à la réglementation actuelle du système de rétribution de l'injection, pour toutes les catégories d'installations.

Droit d'option

Le droit d'option est exercé lors du dépôt de la demande ; il est possible de choisir soit les contributions d'investissement, soit la prime de marché flottante. Le choix est définitif et vaut pour l'ensemble de l'installation, également en cas d'agrandissement ou de rénovation notables à l'avenir. Les installations qui ont déjà reçu une contribution d'investissement avant 2025, mais qui n'ont pas encore été mises en service (art. 29a, al. 2, LEnE), peuvent encore exercer leur droit d'option.

Agrandissement ou rénovation notables

Pour un agrandissement ou une rénovation notables, le taux de rétribution s'élève à 70% du taux de rétribution fixé pour les nouvelles installations.

Dans la mesure où les critères servant à définir que l'agrandissement ou la rénovation est notable sont remplis, l'exploitant peut décider du régime selon lequel son installation sera traitée.

Agrandissement notable

S'agissant de la prime de marché flottante, on calcule dans un premier temps à combien s'élève, en pourcentage, l'augmentation de la production nette en raison de l'agrandissement. Une fois l'agrandissement mis en service, le pourcentage de cette production nette effective est rétribué avec le taux de rétribution, mais au maximum la quantité d'électricité effectivement injectée. On se base sur la production totale d'électricité de l'installation après l'agrandissement pour calculer le taux de rétribution. Après trois années civiles complètes, on vérifie à combien s'élève l'augmentation effective de la production d'électricité. L'augmentation moyenne atteinte est fixée à partir de la quatrième année civile suivant l'agrandissement, sous forme de pourcentage pour la part de la production totale d'électricité à rétribuer pendant le reste de la durée de rétribution.

S'agissant de la contribution d'investissement, la puissance électrique installée et la puissance électrique équivalente supplémentaires sont rétribuées avec le taux de la contribution d'investissement (CHF/kW). La puissance électrique totale de l'installation est prise en considération pour calculer le taux.

Rénovation notable

Dans le système de la prime de marché flottante, les coûts d'investissement effectifs d'une rénovation sont comparés aux coûts d'une nouvelle installation de référence. Le rapport entre ces coûts donne le pourcentage (part) d'électricité produite (production nette) qui est rétribué avec la prime de marché

flottante. En cas de rénovation notable, seule une part maximale de 70 % de la production nette peut être rétribuée avec la prime de marché flottante. Ce plafond a pour but d'éviter que des installations faisant l'objet de rénovations coûteuses, mais qui ne sont peut-être pas efficaces, bénéficient de la totalité de la prime de marché flottante. En effet, si les coûts d'une rénovation excèdent de plus de 70 % les coûts de construction d'une nouvelle installation, il est plus judicieux d'en construire une nouvelle.

Pour déterminer le montant de la contribution d'investissement, on calcule le rapport entre les coûts d'investissement effectifs et les coûts d'une nouvelle installation de référence. La puissance totale après rénovation est multipliée par ce pourcentage et par le taux de la contribution d'investissement.

Exécution

Pour les installations de biomasse, l'organe d'exécution Pronovo SA se charge de l'exécution des contributions d'investissement et de la prime de marché flottante selon le principe des installations de référence. L'OFEN reste compétent pour les examens au cas par cas des contributions d'investissement allouées aux UIOM, aux installations d'incinération des boues et aux installations au gaz de décharge.

2.2 Contributions d'investissement

2.2.1 Exigences applicables à l'exploitation

La durée minimale d'exploitation des installations éoliennes et des installations photovoltaïques bénéficiant d'une contribution d'investissement (art. 33) passe de 15 à 20 ans, afin que cette durée soit conforme à la durée de rétribution dans le cadre de la prime de marché flottante. Pour les installations géothermiques, la durée minimale d'exploitation est désormais également de 20 ans.

La durée minimale d'exploitation pour les autres technologies reste inchangée, notamment pour les installations hydroélectriques : de nombreuses concessions existantes arriveront à échéance à partir de 2035. Après l'expiration de la concession, le concédant est libre d'octroyer la concession à un tiers, d'utiliser lui-même la centrale ou de ne pas donner de concession et de mettre fin à l'exploitation de la centrale. Cela constitue une incertitude pour les exploitants dans l'optique d'éventuels investissements d'agrandissement et de rénovation. Cette incertitude serait renforcée si l'OEneR prescrivait une durée d'exploitation minimale de 20 ans. C'est pourquoi la durée minimale d'exploitation pour les installations hydroélectriques reste de 15 ans.

2.3 Contributions pour les études de projet

2.3.1 Taux et contributions minimales

Pour toutes les technologies éligibles (énergie éolienne, force hydraulique et géothermie), les contributions maximales prévues par la loi s'élèvent à 40 % des coûts d'étude de projet imputables (art. 26, al. 3^{bis}, art. 27a, al. 3, et art. 27b, al. 3, LEnE). Dans l'ordonnance, le taux est fixé au taux maximal légal pour toutes les technologies. En effet, on observe actuellement une grande retenue s'agissant du lancement de nouveaux projets. Cela s'explique par la cherté des études de projet et les risques considérables quant à la réalisation en raison de procédures (d'opposition) fastidieuses.

Les responsables de projets dont les coûts d'étude de projet s'élèvent à moins de 75 000 francs peuvent être tenus d'assumer eux-mêmes ces coûts. L'art. 35, al. 1, fixe donc une contribution minimale de 30 000 francs (40 % des coûts d'étude de projet imputables de 75 000 francs), afin de limiter les frais d'exécution. Pour les projets moins onéreux, il est possible - dès que le permis de construire a été octroyé - de demander une contribution d'investissement.

2.3.2 Procédure

Les demandes de contribution pour les études de projet sont traitées en fonction de leur date de dépôt. Les données et documents à fournir avec la demande sont réglés dans les annexes spécifiques à chaque technologie. Si les moyens disponibles ne suffisent pas, une liste d'attente est constituée par technologie. Concernant la procédure de demande et les coûts imputables, les règles prévues pour les différentes technologies pour les contributions d'investissement s'appliquent ici aussi par analogie. L'état d'avancement du projet doit être présenté chaque année dans un rapport succinct qui indiquera les phases achevées et celles encore à réaliser, et les objectifs correspondants.

Pour les installations hydroélectriques et les installations géothermiques impliquant de nouveaux forages profonds, il faut présenter une étude préliminaire qui permet de vérifier si les normes techniques de base sont respectées et si les données sont plausibles. Pour les installations éoliennes, une étude préliminaire est également exigée. Elle doit contenir des informations sur la situation du périmètre du parc ainsi que sur les emplacements des éoliennes.

2.3.3 Restitution

Les contributions pour les études de projet ont pour but d'inciter au développement de projets. Après l'obtention du permis de construire, les responsables de projet sont libres de ne pas réaliser le projet, par exemple pour des raisons de rentabilité. Si un responsable de projet a reçu des fonds publics pour le développement d'un projet et qu'il décide - malgré la disparition des risques de réalisation - de ne pas construire l'installation, les fonds reçus pour le développement du projet doivent être restitués.

2.4 Installations éoliennes : autres modifications

2.4.1 Fixation du montant des contributions d'investissement

Pour fixer le montant des contributions d'investissement allouées pour les installations éoliennes, le principe des installations de référence sera désormais appliqué au lieu du principe du cas par cas. Ce changement permet une plus grande transparence pour les requérants et une nette réduction de la charge de travail liée à l'exécution.

Le montant de la contribution d'investissement pour les projets d'installations éoliennes est déterminé par un montant fixe en francs par puissance électrique installée des installations. Comme pour la prime de marché flottante, le montant de la contribution d'investissement dépend de l'altitude à laquelle se situent les installations. Les niveaux d'altitude (catégories I à III) pour les contributions d'investissement sont les mêmes que pour la prime de marché flottante.

2.4.2 Contributions pour les études de projet d'installations éoliennes

Étant donné que la planification des projets d'installations éoliennes est effectuée pour un projet dans son ensemble et non pour une seule éolienne, les contributions pour les études de projet sont également versées par projet et non par éolienne.

Le calcul des contributions pour les études de projet se base sur le rapport « Investitions- und Planungsbeiträge für Windenergieanlagen ». Les coûts de planification pour les projets d'installations éoliennes en Suisse atteignent à eux seuls environ 650 000 francs par éolienne. Un parc éolien de trois éoliennes est défini comme projet de référence ; il implique donc des coûts totaux de planification de 1 950 000 francs. La contribution maximale pour les études de projet d'installations éoliennes s'élève donc à 40 % des coûts totaux de planification du projet de référence, soit à 780 000 francs.

Les contributions pour les études de projet sont versées chaque année sur la base des coûts effectifs justifiés pour la planification du projet. Au plus 80 % du montant maximal de 780 000 francs fixé dans

la garantie peuvent être versés. Le droit aux 20 % restants ne peut être exercé qu'après l'obtention d'un permis de construire exécutoire ou de l'avis d'abandon des travaux de planification.

2.4.3 Pas d'agrandissement ni de rénovation d'installations éoliennes

Conformément à l'art. 3 OEnER déjà en vigueur, une installation qui est construite pour la première fois à un emplacement ou qui remplace complètement une installation existante est considérée comme une nouvelle installation. Pour les installations éoliennes, il est désormais précisé à l'al. 2^{bis} qu'elles sont considérées comme complètement remplacées si au moins le rotor, le dispositif de conversion (système de transmission et générateur) et la tour sont remplacés. Cette précision clarifie le fait que dans la pratique, les installations éoliennes ne sont pas agrandies ou rénovées. Si une éolienne est remplacée à un emplacement déjà existant (*repowering*), on considère qu'il s'agit d'une nouvelle installation. Si un parc éolien existant est complété par d'autres éoliennes, celles-ci sont considérées comme de nouvelles installations. L'agrandissement d'une seule éolienne n'est pas possible techniquement.

2.4.4 Abrogation de la possibilité de transfert de décisions RPC positives concernant des projets éoliens

Les dispositions relatives au transfert de décisions RPC positives (« garantie de principe ») ont été inscrites dans l'OEnER en 2018. Cette réglementation a été adoptée parce que de nombreuses installations éoliennes qui avaient reçu une décision RPC positive depuis 2008 avaient entre-temps perdu leur base de planification en raison de révisions des plans directeurs cantonaux et n'avaient pas pu être réalisées. D'autres sites destinés à l'exploitation de l'énergie éolienne avaient en revanche été intégrés dans les plans directeurs cantonaux. Il n'y avait toutefois plus de fonds RPC disponibles pour les projets sur ces nouveaux sites. Afin de pouvoir encourager le développement de l'énergie éolienne comme prévu, la possibilité de transférer, sous certaines conditions, les décisions RPC d'une installation éolienne à une autre a donc été prévue. Depuis 2018, huit demandes de transfert de décisions RPC positives ont été déposées auprès de l'OFEN. Sept demandes ont pu être autorisées, une demande a été rejetée.

Avec l'entrée en vigueur des nouvelles dispositions légales, l'encouragement financier des installations éoliennes comprendra deux possibilités à choix : soit des contributions pour les études de projet et des contributions d'investissement, soit la prime de marché flottante. Le transfert de décisions positives RPC ne sera donc plus nécessaire et les dispositions concernées qui figurent dans l'OEnER sont donc abrogées.

2.5 Installations hydroélectriques : autres modifications

Les collectivités publiques sont tenues d'approvisionner la population en eau potable. Des installations d'approvisionnement en eau potable doivent donc être construites ou rénovées si cela s'avère nécessaire. Le montage des parties de l'installation destinées à la production d'électricité (par exemple turbine) et la demande de contribution d'investissement se font ultérieurement.

Pour de tels projets, seuls sont imputables les coûts d'investissement servant à produire de l'électricité qui sont occasionnés, que ce soit après la garantie de principe concernant la contribution d'investissement ou après l'autorisation de début anticipé des travaux. Ceci parce que les investisseurs ont décliné les investissements précédents sans perspective concrète d'encouragement.

2.6 Photovoltaïque

2.6.1 Bonus pour les installations sises sur des aires de stationnement permanentes

Les installations photovoltaïques sises sur des parkings ont fait l'objet de deux études² au cours des dernières années. Il en ressort que ces installations ont l'avantage d'offrir une solution efficace pour une utilisation multiple des surfaces de stationnement : les véhicules sont protégés des intempéries par la toiture, de l'électricité peut être produite et, le cas échéant, utilisée efficacement sur place grâce à des stations de recharge qui peuvent, en outre, être directement intégrées dans la structure. Le potentiel de ces installations est de 2 à 3 GW. Avec 2 000 à 3 500 CHF/kW de puissance installée, elles présentent toutefois des coûts nettement plus élevés que des installations de taille comparable sur de grandes surfaces de toit. Afin d'exploiter efficacement ce potentiel, ces installations seront encouragées par un bonus spécial si la puissance atteint 100 kW au moins. Ce bonus s'ajoute soit à la « contribution de base » de la rétribution unique pour les grandes installations photovoltaïques (GRU), si l'installation présente une consommation propre (par exemple stations de recharge), soit à la rétribution unique élevée (RUE) ou à la prime de marché flottante (à partir d'une puissance de 150 kW) si la totalité de l'électricité est injectée dans le réseau de transport. À partir du 1^{er} avril 2025, la GRU pour une installation d'une puissance inférieure ou égale à 500 kW s'élève à 264 CHF/kW de puissance installée. Afin que le bonus ne soit pas plus élevé que la contribution de base et en vue d'encourager la construction d'installations aussi économiques que possible, le bonus est fixé à 250 CHF/kW en cas d'encouragement avec une GRU ou une RUE. En partant d'une production de 25 000 kWh par kW de puissance installée sur la durée de vie d'une telle installation, on obtient un bonus de 1 ct./kWh en cas d'encouragement avec la prime de marché flottante.

2.6.2 Adaptations de la rétribution unique

Les taux de la rétribution unique (RU) concernant les installations photovoltaïques sont fixés dans l'OFEN par le Conseil fédéral. L'OFEN les contrôle régulièrement. Au 1^{er} avril 2025, les taux relatifs aux bonus d'angle d'inclinaison augmentent de manière considérable. Le taux s'appliquant aux installations intégrées présentant un fort angle d'inclinaison passe de 250 à 400 CHF/kW de puissance installée et le taux de 100 francs s'appliquant aux installations ajoutées ou isolées double pour atteindre 200 francs. Ce relèvement conséquent devrait favoriser l'exploitation du grand potentiel que représentent les installations photovoltaïques en façade notamment. Le potentiel technico-économique de ces installations s'élève à 17 TWh par an, dont quelque 43 % durant le semestre d'hiver³. Il équivaut environ au quintuple de la production hivernale de la centrale nucléaire de Mühleberg, définitivement mise à l'arrêt, et serait généré presque uniquement dans des zones déjà bâties. Or, il n'a été que peu exploité en raison de la charge de travail liée à la mise en place des installations en façade et de la procédure d'autorisation de construire encore et toujours nécessaire à ce jour, procédure qui n'est pas requise les installations posées sur les toits. Dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, la loi du 22 juin 1979 sur l'aménagement du territoire (LAT; RS 700) est modifiée de façon à ce que les installations en façade ne nécessitent désormais plus d'autorisation de construire. Ce faisant, le législateur a exprimé sa volonté de faciliter la construction de telles installations et de renforcer le développement dans ce segment. Le

² [Solarstrom auf Parkplatzüberdachungen \(energiezukunftschiweiz.ch\)](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKewjZpKu2mt-DAxVT7rslHbwSD5gQFnoECA8QAQ&url=https%3A%2F%2Fpubdb.bfe.admin.ch%2Fde%2Fpublication%2Fdownload%2F10905&usq=AOvVaw0k2D_KZifENT30dA3MJRE2&opi=89978449), 2022 (uniquement en allemand avec synthèse en français sous https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKewjZpKu2mt-DAxVT7rslHbwSD5gQFnoECA8QAQ&url=https%3A%2F%2Fpubdb.bfe.admin.ch%2Fde%2Fpublication%2Fdownload%2F10905&usq=AOvVaw0k2D_KZifENT30dA3MJRE2&opi=89978449) et [Solarstrom auf Infrastruktur \(energiezukunftschiweiz.ch\)](https://f.hubspotusercontent40.net/hubfs/7195893/Infrasolaire/Studie%20InfraSolaire_Endbericht.pdf), 2021 (uniquement en allemand sous https://f.hubspotusercontent40.net/hubfs/7195893/Infrasolaire/Studie%20InfraSolaire_Endbericht.pdf).

³ cf. le rapport du Conseil fédéral du 23 juin 2021 «Production d'électricité en hiver grâce au photovoltaïque», élaboré en réponse au postulat 19.4157 déposé le 25 septembre 2019 par Mathias Reynard (consultable sous www.parlament.ch) > Travail parlementaire > Curia Vista > 19.4157 > [Rapport en réponse à l'intervention parlementaire](#)

relèvement de l'encouragement accordé pour la mise en place d'installations en façade s'inscrit dans le droit fil de cette volonté.

Les taux relatifs à la rétribution unique générale font, par contre, l'objet d'un abaissement au 1^{er} avril 2025. Les contributions liées à la puissance inférieure à 30 kW baissent de 20 francs. Le taux de la contribution liée à la puissance pour les installations ajoutées et les installations isolées baisse, lui aussi, de 20 francs, si la puissance est égale ou supérieure à 100 kW. Pour la classe de puissance allant de 30 à 100 kW aucun abaissement n'est prévu, car ce segment ne présente pas un développement aussi marqué que les deux autres. L'abaissement concernant la puissance inférieure à 30 kW incite à construire des installations plus grandes et à exploiter dans la mesure du possible toute la surface de toiture qui s'y prête pour produire de l'électricité : la rétribution globale des installations plus petites et plus coûteuses diminue ainsi davantage que celle des installations plus grandes. L'exploitation de ces dernières devient donc plus intéressante sur le plan financier. En outre, le développement des installations photovoltaïques connaît actuellement un grand essor. Au cours de l'année 2023, la puissance découlant des installations annoncées pour un encouragement a enregistré une hausse de 94% par rapport à l'année précédente. L'OFEN table sur une augmentation de 1,5 GW pour 2023 et sur une évolution vers le haut pour 2024. Dans ce contexte, l'encouragement actuel semble plus élevé que nécessaire. La réduction supplémentaire de la contribution liée à la puissance à partir de 100 kW notamment paraît justifiée. Les installations dans ce segment sont les plus avantageuses, ce qui rend leurs coûts de revient particulièrement compétitifs compte tenu des prix de l'électricité aujourd'hui très élevés. Par ailleurs, l'abaissement de la rétribution unique permet de contrer les effets d'aubaine constatés par le Contrôle fédéral des finances pour ce qui est des petites installations⁴.

Enfin, ces réductions des taux de rétribution permettent d'encourager financièrement un plus grand nombre d'installations. Étant donné que les moyens à disposition dans le fonds alimenté par le supplément sont limités et que la demande concernant l'encouragement des installations photovoltaïques ne fait que croître, l'abaissement annuel des taux de rétribution crée de la marge de manœuvre pour soutenir toujours davantage d'installations.

2.7 Prime de marché pour l'électricité produite par de grandes centrales hydroélectriques existantes

Pour déterminer le montant de la prime de marché, une approche simplifiée a été choisie jusqu'à présent, en raison de la complexité des structures du secteur de l'électricité et afin de réduire au maximum la charge de travail liée à l'exécution. Tant du côté des recettes que des coûts, certains postes qui devraient à peu près s'équilibrer n'ont pas été pris en compte. L'expérience a montré que cette approche simplifiée conduisait à sous-estimer en partie les recettes, notamment pour les centrales flexibles (centrales à accumulation, centrales à pompage-turbinage et centrales à pompage-turbinage pur), de sorte que les centrales concernées présentaient des coûts de revient élevés non couverts disproportionnés. Il en résultait globalement des primes de marché trop élevées. C'est pourquoi les recettes et les coûts sont désormais calculés avec plus de précision, les postes pris en compte pour la prime de marché flottante concernant les centrales électriques flexibles étant également pris en compte pour la prime de marché.

⁴[Impact des subventions allouées aux grandes installations photovoltaïques - Office fédéral de l'énergie – Contrôle fédéral des finances \(admin.ch\)](#) (rapport en allemand avec résumé en français)

3. Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes

Les modifications de l'ordonnance n'ont aucune conséquence pour la Confédération, les cantons et les communes.

4. Conséquences économiques, environnementales ou sociales

Le nouveau bonus pour les installations photovoltaïques sises sur des aires de stationnement permet d'exploiter ce segment pour le développement du photovoltaïque. Le relèvement des bonus destinés aux installations photovoltaïques présentant un fort angle d'inclinaison, telles les installations en façade, permet d'exploiter le potentiel pratiquement inutilisé des zones à bâtir. L'incitation à construire de plus grandes installations photovoltaïques résultant de la réduction de la contribution liée à la puissance a des effets positifs sur la construction de nouvelles installations et contribue ainsi à la réalisation de l'objectif de développement des énergies renouvelables en Suisse. Les modifications de l'ordonnance n'ont sinon aucune conséquence économique, environnementale ou sociale.

5. Relation avec le droit de l'Union européenne

Les modifications de l'ordonnance n'entraînent aucune incompatibilité avec le droit de l'Union européenne.

6. Commentaires des dispositions

Remarque préliminaire concernant la structure de l'OEnER

En raison des deux nouveaux instruments que sont la prime de marché flottante et les contributions pour les études de projets, la structure de l'OEnER se présente comme suit :

- La prime de marché flottante est réglementée dans le nouveau chapitre 2a. La section 1 (art. 30a ss) contient les dispositions générales, la section 2 (art. 30b ss) régit les installations hydroélectriques, la section 3 (art. 30c ss) porte sur les installations photovoltaïques, la section 4 (art. 30d ss) concerne les installations éoliennes et la section 5 (art. 30e ss) est réservée aux installations de biomasse.
- Il existe en outre trois nouvelles annexes portant sur la prime de marché flottante, à savoir pour les installations hydroélectriques, pour les installations éoliennes et pour les installations de biomasse (annexes 6.1 à 6.3).
- Les contributions pour les études de projet sont traitées dans le nouveau chapitre 3a pour toutes les technologies éligibles. Les réglementations spécifiques aux technologies figurent dans les annexes déjà existantes concernant les contributions d'investissement.

Art. 2, let. g

Les installations hydroélectriques contrôlables diffèrent fortement des installations non contrôlables, notamment concernant les possibilités de recettes, et certaines d'entre elles sont donc traitées différemment dans le cadre des instruments d'encouragement. La let. g stipule qu'une installation hydroélectrique est considérée comme contrôlable lorsqu'elle a la possibilité d'être exploitée à pleine charge pendant six heures si cela est nécessaire ou souhaité.

Art. 3, let. 2^{bis}

Concernant les installations éoliennes, le remplacement du rotor, du dispositif de conversion et de la tour est considéré comme un remplacement complet de l'installation qui doit donc être traitée comme une nouvelle installation (voir ch. 2.4.3).

Art. 4, al. 2

Dans le cas des centrales électriques à bois, la puissance nominale du générateur d'électricité ne correspond pas à la puissance sur laquelle l'installation tout entière est basée. Ce générateur doit avoir des dimensions suffisamment grandes pour qu'il puisse supporter les pics de puissance. Comme la contribution d'investissement sera désormais accordée selon le principe des installations de référence et par kW de puissance, il ne serait pas approprié de se fonder sur la composante présentant la puissance la plus importante pour déterminer la puissance de l'installation. Il est donc nécessaire de préciser la puissance déterminante pour les centrales électriques à bois. En règle générale, le fabricant indique la puissance permanente de son installation. Il s'agit de la plus haute puissance pouvant être fournie sans restriction temporelle lorsque l'installation est exploitée conformément à l'usage auquel elle est destinée et ne portant pas atteinte à la durée de vie ou à la sécurité de l'installation. Les contributions d'investissement prévues pour les centrales électriques à bois se basent donc sur cette puissance-là.

Art. 8 Exercice du droit d'option conformément à l'art. 29b LEne

Pour les installations hydroélectriques, les exploitants peuvent, lors du dépôt de leur demande, demander tant une contribution d'investissement qu'une prime de marché flottante. Ils doivent exercer leur droit d'option au plus tard 30 jours après la communication du montant probable de la prime de marché flottante et de la contribution d'investissement (*al. 1, let. a*).

Dans le cas des installations photovoltaïques, le droit d'option doit être exercé au moment du dépôt de l'offre (*al. 1, let. b*), afin que les différentes enchères puissent être réalisées en conséquence.

Le droit d'option concernant les installations éoliennes ou les installations de biomasse doit être exercé en déposant la demande (*al. 1, let. c*).

Une fois qu'un exploitant a opté pour l'un ou l'autre instrument d'encouragement, il ne peut pas en changer lors d'un agrandissement ou d'une rénovation notables de l'installation concernée effectués ultérieurement. Le fait que le droit d'option puisse être exercé une seule et unique fois rend l'exécution plus efficace et réduit le risque de verser des encouragements excessifs.

Art. 22, al. 2

Cette disposition a une valeur purement déclaratoire, car la Confédération n'est pas habilitée à intervenir dans les procédures d'autorisation ou d'octroi de concessions édictées par les cantons. Par conséquent, elle est abrogée.

Art. 25, al. 4^{bis}

Aujourd'hui déjà, toute part excédentaire est facturée lorsque des conditions d'octroi ou des exigences minimales ne sont pas respectées par les installations participant au système de rétribution de l'injection. Il s'agit donc de réglementer cela explicitement dans la disposition concernant les installations participant au système de la prime de marché (art. 30a^{novies}). Il s'agit-là d'éviter que des exploitants d'installations choisissent délibérément de ne pas remplir toutes les conditions d'octroi ou exigences minimales afin de ne pas devoir verser la part excédentaire.

Art. 26, al. 4

L'indemnité de gestion est payée, via le système de rétribution de l'injection, aux exploitants d'installations participant à la commercialisation directe, en tant que dédommagement pour les coûts de commercialisation. Elle se compose d'une part fixe (pour les frais administratifs et les coûts de commercialisation en général) et d'une part variable (pour les coûts de l'énergie d'ajustement). Le montant de la part variable a été fixé sur la base des coûts de l'énergie d'ajustement du groupe-bilan pour les énergies renouvelables durant la période allant de 2013 à 2015 (période de base).

Depuis le calcul initial de l'indemnité de gestion, une certaine expérience a pu être acquise et les avancées technologiques ont continué de progresser. Grâce à de nouveaux moyens techniques, comme l'intelligence artificielle, les programmes prévisionnels peuvent être élaborés plus précisément. Cette évolution est visible, le groupe-bilan précité ayant notamment pu améliorer considérablement les programmes prévisionnels au fil du temps.

Par conséquent, le montant de base de la part variable des coûts inscrite à l'art. 26, al. 4, est abaissée de 50%, toutes technologies confondues. Cette réduction se base sur les coûts du groupe-bilan pour les énergies renouvelables. La part fixe qui s'élève à 0,11 ct./kWh reste inchangée.

Chapitre 2a Prime de marché flottante

Section 1 Dispositions générales

Art. 30a Exigences générales

Comme les art. 10 et 11 de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'énergie (OEné ; RS 730.01) ne s'appliquent qu'aux producteurs d'énergie visés à l'art. 15 LEné, le nouvel art. 30a les déclare applicables aux exploitants d'installations participant au système de la prime de marché flottante.

Art. 30a^{bis} Agrandissement ou rénovation ultérieurs

L'exploitant d'une installation qui participe au système de la prime de marché flottante doit annoncer son agrandissement ou sa rénovation à l'autorité compétente (*al. 1*).

La durée de rétribution d'une prime de marché flottante allouée n'est pas prolongée en cas d'agrandissement ou de rénovation ultérieurs (*al. 2*).

Un agrandissement ou une rénovation influe sur le niveau de la production d'électricité. C'est pourquoi la quantité d'électricité à rétribuer doit être adaptée après un agrandissement ou une rénovation ultérieurs (*al. 3*). Il s'agit-là d'empêcher que la production supplémentaire résultant d'un agrandissement ou d'une rénovation ultérieurs soit aussi en partie rétribuée par la prime de marché flottante accordée à un agrandissement ou à une rénovation *notables* effectués antérieurement.

Si l'exploitant ne respecte pas le délai fixé à l'al. 1, il doit rembourser à l'organe d'exécution toute différence liée à l'adaptation précisée à l'al. 3.

Art. 30a^{ter} Conséquences en cas de non-respect des conditions d'octroi ou des exigences minimales

En cas de non-respect des conditions d'octroi ou des exigences minimales, les règles s'appliquant pour la prime de marché flottante sont les mêmes que celles régissant le système de rétribution de l'injection (voir art. 29). Les différences par rapport à l'art. 29 sont de nature linguistique ou rédactionnelle uniquement.

Art. 30a^{quater} Exclusion et sortie du système de la prime de marché flottante

Conformément à l'al. 1, les règles s'appliquant à l'exclusion du système de la prime de marché flottante sont les mêmes que celles régissant le système de rétribution de l'injection (voir art. 30).

En revanche, il n'est pas possible de quitter le système de la prime de marché flottante (*al. 2*). Grâce à la prime de marché flottante, les exploitants ont la garantie de recevoir pendant la durée de rétribution une rémunération qui couvre les coûts de revient pour leur électricité, y compris un rendement approprié. En contrepartie de cette garantie, ils doivent verser dans le fonds alimenté par le supplément les recettes obtenues sur le marché qui sont plus élevées que le taux de rétribution pour leur installation. Si une sortie était possible avant l'expiration de la durée de rétribution, le système serait favorable aux exploitants et défavorable au fonds alimenté par le supplément, à savoir aux consommateurs finaux qui alimentent le fonds (voir à ce propos le ch. 2.1.1 ci-avant).

Vu les conditions régissant l'entrée dans le système de la prime de marché, il est évident qu'il n'est pas possible d'y revenir après une exclusion. Il est possible d'y entrer uniquement que lorsque de nouveaux investissements sont effectués dans une installation.

Art. 30a^{quinquies} Prix de marché de référence

Le prix de marché de référence utilisé pour déterminer la prime de marché flottante correspond au prix de marché de référence calculé pour le système de rétribution de l'injection conformément à l'art. 15, auquel s'ajoute le prix moyen trimestriel de référence des garanties d'origine. Contrairement à ce que prévoit le système de rétribution de l'injection, la participation au système de la prime de marché flottante ne comprend pas la plus-value écologique et les garanties d'origine peuvent être négociées librement. Par conséquent, ces possibilités de recettes font partie du prix de marché de référence pour la prime de marché flottante (*al. 1*).

L'OFEN calcule et publie chaque trimestre ces deux valeurs (*al. 2*). Par souci de transparence, les prix moyens pour les garanties d'origine, qui font partie du prix de marché de référence, figurent spécifiquement en tant que tels dans la publication.

Pour les installations hydroélectriques contrôlables, le prix de marché de référence ne reflète pas les possibilités de recettes avec suffisamment de précision (voir ch. 2.1.2), de sorte qu'il est calculé individuellement pour chacune de ces installations. Les règles précisant le calcul individuel du prix de marché de référence figurent à l'annexe 6.1 (*al. 3*).

Art. 30a^{sexies} Réduction de la prime de marché flottante pour les exploitants assujettis à la TVA

S'agissant de la réduction de la prime de marché flottante pour les exploitants assujettis à la TVA, les règles s'appliquant à la prime de marché flottante sont les mêmes que pour la commercialisation directe, qui figurent à l'art. 16, al. 4.

Art. 30a^{septies} Durée de rétribution et exigences minimales

La prime de marché flottante est versée pendant 20 ans, à compter de la mise en service de l'installation, de son agrandissement ou de sa rénovation notables. Cette durée court même si l'exploitant ne perçoit pas encore de rétribution faute d'avoir remis l'avis de mise en service dans le délai prescrit, par exemple (*al. 1 et 2*).

Les exigences minimales spécifiques aux installations de biomasse figurent à l'annexe 6.3 (*al. 3*).

Art. 30a^{octies} Versement de la prime de marché flottante

La rétribution est versée chaque trimestre par l'organe d'exécution. Seule la rétribution des installations hydroélectriques contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW est versée annuellement et par l'OFEN (*al. 1 et 2*).

Concernant les montants versés en trop (*al. 3*), la durée de versement (*al. 4*), les conséquences en cas de manquement à l'obligation de remise des informations nécessaires par l'exploitant (*al. 5*) ainsi que les conséquences lorsqu'une installation achète plus d'électricité au réseau qu'elle n'en injecte

(al. 6), les règles s'appliquant pour la prime de marché flottante sont les mêmes que pour la commercialisation directe. Conformément à l'art. 4, al. 1, let. b, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI ; RS 734.7), « l'électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins » n'est pas considérée comme de la consommation finale, raison pour laquelle elle n'implique ni rémunération pour l'utilisation du réseau ni supplément perçu sur le réseau. La prime de marché flottante est donc facturée pour cette électricité.

En cas d'agrandissement ou de rénovation notables d'une installation, un pourcentage est fixé pour déterminer quelle part de la production nette – et non de l'électricité injectée – est rétribuée avec la prime de marché flottante. Si la consommation propre d'une telle installation excède la part qui n'est pas rétribuée par la prime de marché flottante, seule l'électricité injectée dans le réseau est rétribuée au moyen de la prime de marché flottante (voir à ce propos l'art. 30a en relation avec l'art. 11 OEne). Si la part de production nette fixée était toujours effectivement rétribuée via la prime de marché flottante, une partie de l'électricité consommée pour les propres besoins serait alors aussi rétribuée via cette prime (al. 7).

Exemple de calcul :

Production nette de l'installation existante : 600 000 kWh

Production nette de l'agrandissement : 400 000 kWh

Production nette de l'installation après l'agrandissement : 1 000 000 kWh

Part de la production nette à rétribuer via la prime de marché flottante : 40% (400 000 kWh / 1 000 000 kWh)

Variante 1

La consommation propre est inférieure à la part non rétribuée via la prime de marché flottante :

Consommation propre = 500 000 kWh

La prime de marché flottante porte sur 40% de la production nette, à savoir 400 000 kWh (1 000 000 kWh * 40%).

Variante 2

La consommation propre excède la part non rétribuée via la prime de marché flottante :

Consommation propre = 700 000 kWh

La prime de marché flottante porte seulement sur l'électricité injectée dans le réseau, à savoir 300 000 kWh (1 000 000 kWh – 700 000 kWh).

Art. 30a^{novies} Part excédentaire

Si le prix de marché de référence est supérieur au taux de rétribution (art. 29d, al. 2, LEne), l'organe d'exécution facture cette différence aux exploitants chaque trimestre (al. 1). Pour les installations hydroélectriques contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, l'OFEN établit une facture annuelle (al. 2).

Le montant de la part excédentaire que les exploitants peuvent retenir, entre décembre et mars, en vertu de l'art. 29d, al. 3, LEne est de 10 % (al. 3).

Pour empêcher le non-respect délibéré de conditions d'octroi ou d'exigences minimales dans les périodes où les prix de marché de référence sont élevés, l'al. 4 dispose que la part excédentaire est facturée aussi lorsque les conditions d'octroi ou exigences minimales ne sont pas toutes respectées.

Section 2 Prime de marché flottante allouée pour les installations hydroélectriques

Art. 30b Taux de rétribution pour les installations hydroélectriques

En raison de la diversité des installations hydroélectriques, le taux de rétribution est fixé individuellement pour chaque installation (*al. 1*).

Les taux sont déterminés conformément aux exigences figurant à l'annexe 6.1 (*al. 2*).

Dans le cas de la prime de marché flottante allouée pour les installations hydroélectriques, les coûts du projet individuel sont déterminants pour fixer le taux de rétribution, autrement dit les coûts annuels. Afin que des projets excessivement coûteux ne soient pas encouragés et comme la prise en compte des coûts des projets individuels réduit les incitations à l'efficacité, le Conseil fédéral fixe à l'*al. 3* – sur la base de l'art. 29e, al. 5, let. a, LEnE - un taux de rétribution maximal de 30 ct./kWh pour une nouvelle installation ou un agrandissement notable et de 10 ct./kWh pour une rénovation notable.

Art. 30b^{bis} Agrandissement ou rénovation notables

Le caractère notable d'un agrandissement ou d'une rénovation est également déterminé de la même manière que pour les contributions d'investissement.

Art. 30b^{ter} Moyens disponibles

Dans le cadre de la prime de marché flottante, les moyens disponibles sont soumis, en ce qui concerne le rythme bisannuel et les dates de référence, à la même réglementation que les contributions d'investissement destinées aux installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW (voir art. 51).

Art. 30b^{quater} Ordre de prise en compte

Si le nombre de demandes déposées implique des moyens supérieurs à ceux qui sont disponibles, les projets de nouvelles installations ou d'agrandissements présentant le taux de rétribution probablement le plus bas sont pris en compte en premier (*al. 1*).

Les demandes pour lesquelles les moyens ne suffisent pas à assurer un financement intégral ne sont pas prises en compte (*al. 2*).

Si des moyens sont encore disponibles une fois que toutes les demandes de prime de marché flottante qui concernent de nouvelles installations ou des agrandissements notables ont été prises en compte, alors les demandes relatives à des rénovations notables sont prises en compte (*al. 3*). L'*al. 4* prévoit que les moyens redevenant disponibles après l'abandon d'un projet soient utilisés conformément aux *al. 1* et *3*.

En raison du rythme bisannuel, il n'y a pas de liste d'attente. Lorsque la demande déposée pour un projet à une date de référence n'a pas été prise en compte, il est possible de faire une nouvelle demande pour la date de référence suivante.

Art. 30b^{quinquies} à 30b^{decies} Procédure

Les demandes de prime de marché flottante pour les installations hydroélectriques sont évaluées par l'OFEN (*art. 30b^{quinquies}, al. 1*).

Les art. 30b^{quinquies} à 30b^{decies} règlent la procédure, depuis le dépôt de la demande jusqu'à la décision définitive voire une éventuelle révocation de la prime de marché flottante, en passant par la garantie de principe et la mise en service. Les différentes étapes de la procédure correspondent pour l'essentiel à la procédure pour la rétribution de l'injection.

À titre supplémentaire, l'OFEN doit, avant de rendre la décision de garantie de principe, communiquer au requérant le montant probable du taux de rétribution et de la contribution d'investissement, afin que celui-ci puisse encore exercer son droit d'option conformément à l'art. 8, al. 1, dans la mesure où il ne l'a pas déjà fait (art. 30^{bsexies}).

Section 3 Prime de marché flottante allouée pour les installations photovoltaïques

Art. 30c Taux de rétribution pour les installations photovoltaïques

Le montant des taux de rétribution pour les installations photovoltaïques est fixé par mises aux enchères (*al. 1*).

Les installations photovoltaïques participant au système de la prime de marché flottante peuvent, elles aussi, bénéficier de bonus. Les conditions à remplir à cet effet sont les mêmes que celles qui régissent l'obtention de bonus dans le système de rétribution unique. L'al. 2 renvoie par conséquent à l'art. 38, al. 1^{bis} à 1^{quinquies}. Lorsque les conditions d'octroi sont remplies, le montant des bonus fixé à l'al. 3 est ajouté au taux indiqué dans l'offre.

Art. 30c^{bis} Compétences et conditions de participation

Les compétences et conditions de participation concernant les enchères pour la prime de marché flottante sont réglées de la même manière que dans le cas des enchères pour la rétribution unique. L'art. 30c^{bis} dispose donc que les art. 46a et 46b sont applicables à la prime de marché flottante.

Art. 30c^{ter} à 30c^{sexies} Procédure

La procédure de mise aux enchères concernant la prime de marché flottante pour les installations photovoltaïques sans consommation propre est réglée aux art. 30c^{ter} à 30c^{sexies} de manière analogue à la procédure de mise aux enchères pour la rétribution unique (voir art. 46c ss).

Les seules différences sont que les offres relatives à la prime de marché flottante se font ici sous forme de taux de rétribution en centimes par kilowattheure (*al. 30c^{ter}, al. 2, let. b*) et que le législateur n'a pas prévu de sanction pour la mise aux enchères de la prime de marché flottante. Une sûreté ne doit donc pas être versée.

Art. 30c^{septies} Publication relative aux enchères

La publication des informations sur les mises aux enchères pour la prime de marché flottante est analogue à la publication des résultats des enchères pour la rétribution unique visée à l'art. 46h.

Section 4 Prime de marché flottante allouée pour les installations éoliennes

Art. 30d Taux de rétribution pour les installations éoliennes

Le montant des taux de rétribution pour les installations éoliennes est déterminé selon le principe des installations de référence (*al. 1*). Ainsi, comme dans le système de rétribution de l'injection, les taux de rétribution sont fixés dans l'ordonnance sur la base d'installations comparables et énergétiquement efficaces (installations de référence). Les différents taux de rétribution et le calcul pour les différentes catégories et classes de puissance figurent à l'annexe 6.2 (*al. 2*).

Art. 30d^{bis} Ordre de prise en compte

Dans le cadre de la prime de marché flottante pour les installations éoliennes, les demandes sont prises en compte en fonction de leur date de dépôt (*al. 1*).

Si plusieurs demandes sont déposées le même jour et qu'elles ne peuvent pas toutes être prises en compte, la priorité est donnée au projet dont la puissance est la plus élevée (*al.* 2).

Art. 30d^{ter} et 30d^{quater} Liste d'attente et réduction de la liste d'attente

Si des demandes ne peuvent pas être prises en compte immédiatement, elles sont inscrites sur une liste d'attente. L'OFEN fixe des contingents pour réduire la liste d'attente. La réduction de la liste s'effectue dans l'ordre établi à l'art. 30d^{bis}.

Art. 30d^{quinquies} Demande

L'organe d'exécution est compétent pour les demandes de prime de marché flottante relatives aux installations éoliennes (*al.* 1).

Conformément à l'*al.* 2, une demande ne peut être déposée que si les conditions de vent à l'emplacement de l'installation prévue ou existante ont été examinées et qu'une évaluation du rendement énergétique a été fournie.

Les exigences concernant la demande et l'examen des résultats des conditions du vent figurent à l'annexe 6.2 (*al.* 3).

Art. 30d^{sexies} à 30d^{octies} Procédure

Les art. 30d^{sexies} à 30d^{octies} règlent la procédure depuis la garantie de principe jusqu'à la décision définitive voire une éventuelle révocation de la garantie de principe, en passant par la mise en service. Les différentes étapes de la procédure correspondent pour l'essentiel à la procédure pour la rétribution de l'injection.

Section 5 Prime de marché flottante allouée pour les installations de biomasse

Art. 30e et 30e^{bis} Catégories et agrandissement ou rénovation notables

Dans le cadre de la prime de marché flottante, les installations de biomasse sont réparties dans les mêmes catégories que pour les contributions d'investissement et le caractère notable de l'agrandissement ou de la rénovation est également déterminé de la même manière que pour les contributions d'investissement (voir à ce propos art. 67 et 68).

Art. 30e^{ter} Taux de rétribution pour les installations de biomasse

Le montant des taux de rétribution pour les installations de biomasse est déterminé selon le principe des installations de référence (*al.* 1). Ainsi, comme dans le système de rétribution de l'injection, les taux de rétribution sont fixés dans l'ordonnance sur la base d'installations comparables et énergétiquement efficaces (installations de référence). Les différents taux de rétribution et le calcul pour les différentes catégories et classes de puissance figurent à l'annexe 6.3 (*al.* 2).

En cas d'agrandissement ou de rénovation notables, le taux de rétribution est réduit à 70%, car les coûts de revient pour l'électricité produite par l'agrandissement ou la rénovation sont plus bas que ceux qui seraient générés par une nouvelle installation.

Art. 30e^{quater} Part de l'électricité à rétribuer pour un agrandissement ou une rénovation notables

Si une installation fait l'objet d'un agrandissement ou d'une rénovation notables, seule une part de la production nette de l'installation est rétribuée via la prime de marché flottante. Pour un agrandissement notable, la part de la production nette résultant exclusivement et directement de l'agrandissement est rétribuée via la prime de marché flottante. Cette part est déterminée à partir du rapport entre

la production supplémentaire réalisée grâce à l'agrandissement, d'une part, et la production totale de l'installation après l'agrandissement, d'autre part (*let. a*).

Dans le cas d'une rénovation notable, cette part est déterminée à partir du rapport entre les coûts d'investissement imputables de la rénovation, d'une part, et les coûts d'investissement que générerait la construction d'une nouvelle installation de référence, d'autre part. Étant donné qu'une rénovation notable n'entraîne généralement pas ou peu de production supplémentaire, la quantité d'électricité à rétribuer s'élève au maximum à 70 % de la production nette après la rénovation (*let. b*).

Art. 30^equinquies Ordre de prise en compte

Dans le cadre de la prime de marché flottante pour les installations de biomasse, les demandes sont prises en compte en fonction de leur date de dépôt (*al. 1*).

Si plusieurs demandes sont déposées le même jour et qu'elles ne peuvent pas toutes être prises en compte, la priorité est donnée au projet dont la puissance est la plus élevée (*al. 2*).

Art. 30^esexies et 30^esepties Liste d'attente et réduction de la liste d'attente

Si des demandes ne peuvent pas être prises en compte immédiatement, elles sont inscrites sur une liste d'attente. L'OFEN fixe des contingents pour réduire la liste d'attente. La réduction de la liste s'effectue dans l'ordre établi à l'art. 30^equinquies.

Art. 30^eocties à 30^eundecies Procédure

L'organe d'exécution est compétent pour évaluer les demandes de prime de marché flottante (art. 30^eocties, al. 1).

Les art. 30^eocties à 30^eundecies règlent la procédure depuis le dépôt de la demande jusqu'à la décision définitive voire une éventuelle révocation de la garantie de principe, en passant par la garantie de principe et la mise en service. Les différentes étapes de la procédure correspondent pour l'essentiel à la procédure pour la rétribution de l'injection.

Pour un agrandissement notable, la part d'électricité à rétribuer via la prime de marché flottante est, dans un premier temps, fixée temporairement sur la base des hypothèses retenues au moment de la garantie de principe. Après trois années civiles complètes d'exploitation de l'installation, la part relative au reste de la durée de rétribution est fixée sur la base de la production nette annuelle moyennement réalisée (art. 30^eundecies, al. 2).

Chapitre 3 Dispositions générales relatives aux contributions pour les études de projet, à la rétribution unique et aux contributions d'investissement

Art. 31, al. 1

La réglementation de l'art. 31, al. 1, est complétée par les deux nouveaux instruments que sont la prime de marché flottante et les contributions pour les études de projets.

Art. 33 Exigences applicables à l'exploitation et au fonctionnement de l'installation

La durée minimale d'exploitation pour les installations éoliennes et les installations photovoltaïques passe de 15 à 20 ans et correspond à la durée de rétribution dans le cadre de la prime de marché flottante. Pour les installations géothermiques, la durée minimale d'exploitation est également désormais fixée à 20 ans. Il n'est apporté aucun autre changement matériel à l'art. 33.

Art. 34, titre et al. 1 et 1^{bis}

L'al. 1 est complété par la mention des contributions pour les études de projet. Ces contributions visent en premier lieu à permettre la réalisation d'études de projet pour des installations. Si arrivé au terme de cette phase d'études, un permis de construire exécutoire peut être obtenu, le projet ainsi soutenu devra être mis en œuvre. Si une installation n'est pas réalisée alors que ce permis a été octroyé, les contributions reçues pour les études de projet doivent être remboursées. Cela doit garantir qu'une contribution soit demandée seulement pour des projets qu'il est effectivement prévu de réaliser.

Chapitre 3a Contributions pour les études de projet

Section 1 Dispositions générales

Art. 35a Taux et contribution minimale

Les contributions pour les études de projet sont fixées pour toutes les technologies éligibles au maximum prévu par la loi de 40 % (*al. 1*).

Pour des raisons d'économie de procédure, des contributions pour les études de projet d'un montant inférieur à 30 000 francs ne sont pas accordées (*al. 2*).

Art. 35b Contribution pour les études de projet concernant les projets d'énergie éolienne

Comme dans le cas de l'intérêt national, la contribution pour les études de projet concernant les installations éoliennes se rapporte à toutes les installations d'un projet, et non à une seule éolienne (*al. 1*).

Conformément à l'*al. 2*, la contribution pour les études de projet concernant un projet d'énergie éolienne est limitée à 780 000 francs maximum. Cela permet de garantir que des projets surdimensionnés ou irréalistes ne puissent pas bénéficier de contributions très élevées pour les études de projet. Si un très grand projet devait être approuvé, il pourrait bien entendu prétendre à des contributions d'investissement pour l'ensemble du projet.

Section 2 Ordre de prise en compte et liste d'attente

Art. 35c Ordre de prise en compte

Dans le cadre des contributions pour les études de projet, les demandes sont prises en compte en fonction de leur date de dépôt (*al. 1*).

Si plusieurs demandes sont déposées le même jour et qu'elles ne peuvent pas toutes être prises en compte, la priorité est donnée au projet qui présente la production d'électricité supplémentaire probable la plus importante par rapport à la contribution pour les études de projet (*al. 2*).

En dérogation à l'al. 2, les installations visées à l'art. 9a, al. 3, LApEI sont toujours prioritaires (*al. 3*).

Art. 35d Liste d'attente

La réduction de la liste d'attente s'effectue dans l'ordre établi à l'art. 35c (*al. 1*).

Section 3 Procédure de demande

Art. 35e à 35k

Les demandes de contribution pour les études de projet sont évaluées par l'OFEN (art. 35e, al. 1).

De manière analogue aux contributions d'investissement, les demandes concernant les contributions pour les études de projets d'installations géothermiques ne peuvent être déposées que si une mise en valeur a été réalisée au préalable (art. 35e, al. 2).

Après examen de la demande, l'OFEN, fixe – dans le cadre de la garantie de principe de la contribution pour les études de projet – le montant maximal de cette contribution et le plan de paiement. Il peut, en outre, définir d'autres charges spécifiques au projet dans le but d'optimiser l'utilisation des moyens financiers (art. 35f). Il peut notamment prévoir des charges relatives à la coordination avec des instruments de planification existants ou le contenu et les délais concernant les étapes et les produits issus de la phase d'études.

Un avis de développement doit aussi être déposé chaque année auprès de l'OFEN (art. 35g). Enfin, l'OFEN doit être informé en cas d'abandon d'une étude de projet (art. 35h) ou en cas d'entrée en force d'un permis de construire (art. 35i).

Les autres étapes de la procédure (fixation définitive de la contribution [art. 35j] et modalités de versement [art. 35k]) correspondent dans l'ensemble à la procédure pour les contributions d'investissement.

Section 4 Coûts d'étude de projet imputables

Art. 35/ Coûts d'étude de projet imputables

Cette disposition établit quels coûts sont imputables dans le cadre du calcul de la contribution pour les études de projet.

Sont considérés comme appropriés les coûts d'étude de projet que généreraient des projets comparables dans la pratique (let. b). Pour déterminer cela différents indicateurs peuvent être utilisés, p. ex. les coûts des heures travail par rapport aux coûts d'investissement ou la part des coûts que représente l'étude par rapport aux coûts totaux. Seules sont imputables les prestations pouvant être justifiées par des rapports de travail, qu'il s'agisse de prestations de tiers ou de propres prestations (let. c). De plus, l'étude de projet doit être exécutée de manière efficace et sans subir de retard (induit par négligence) (let. d).

Art. 38, al. 1^{quinquies} et 38a, al. 6

Dans le cadre de la rétribution unique, il existe désormais un bonus pour les installations photovoltaïques sises en plein air sur des aires de stationnement permanentes. Son montant est fixé à 250 francs par kW à l'annexe 2.1, ch. 2.7.4.

Art. 46b, al. 3 et 4

Un émoulement de participation de 300 francs devra désormais être versé lors du dépôt d'une offre dans le cadre d'enchères portant sur la rétribution unique (al. 3). Il vise à assurer que seules des offres concernant des projets qui seront effectivement réalisés soient proposées. Il permet aussi de couvrir les charges liées à l'administration et à l'exécution.

Un délai de carence de 5 ans (al. 4) sert à éviter que les projets ayant obtenu une adjudication soient alors proposés dans le cadre d'une autre enchère dans l'espoir d'obtenir une adjudication pour une offre plus chère.

Ces dispositions s'appliquent aussi aux enchères pour la prime de marché flottante grâce au renvoi figurant dans l'art. 30c^{bis}.

Art. 51, al. 2

Les dates de référence actuelles sont complétées jusqu'en 2034 en raison de la prolongation de la durée d'encouragement jusqu'en 2036 (art. 38, al. 1, let. b, LEne).

Art. 62, al. 1, let. c

Pour les installations d'approvisionnement en eau potable, seuls sont imputables les coûts (supplémentaires) d'investissements qui servent à la production d'électricité et sont effectués soit après la garantie de principe pour une contribution d'investissement soit après l'autorisation de début anticipé des travaux.

Art. 67, al. 4

La définition des installations d'incinération des boues est complétée pour que l'on puisse différencier clairement celles-ci des centrales électriques à bois.

Art. 68, al. 1 et 2, let. a

Les cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement servent désormais de période de comparaison.

La limite servant à définir le caractère notable d'une rénovation pour ce qui est des installations de biogaz et des centrales électriques à bois passe de 100 000 à 250 000 francs. En effet, la limite fixée jusqu'alors était atteinte dans presque tous les cas, de sorte que même les rénovations peu importantes étaient considérées comme notables et pouvaient bénéficier d'un encouragement.

Art. 70 Taux

Le taux de la contribution d'investissement pour les UIOM, les installations d'incinération des boues et les installations au gaz de décharge fixé à 20 % demeure inchangé (*al. 1*).

La contribution d'investissement pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois et les installations au gaz d'épuration est désormais déterminée selon le principe des installations de référence. Les taux correspondants figurent à l'annexe 2.3 (*al. 2*).

Art. 71 Contribution maximale

La formulation en vigueur jusqu'au 30 juin 2024 doit être reprise. Le passage au principe des installations de référence rend superflue la contribution maximale par kW de puissance électrique équivalente devant entrer en vigueur le 1^{er} juillet 2024.

Section 4a Procédure de demande pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois et les installations au gaz d'épuration

Art. 80a à 80f

L'organe d'exécution est compétent pour les demandes de contribution d'investissement concernant les installations de biogaz, les centrales électriques à bois et les installations au gaz d'épuration (art. 80a, al. 1). Les demandes de contribution d'investissement pour les UIOM, les installations d'incinération des boues et les installations au gaz de décharge continuent d'être évaluées par l'OFEN (art. 74).

Par ailleurs, les art. 80a à 80f règlent la procédure depuis le dépôt de la demande jusqu'à la décision définitive voire une éventuelle révocation de la contribution d'investissement, en passant par la garantie de principe. Les différentes étapes de la procédure correspondent dans l'ensemble à la procédure

s'appliquant aux demandes de contributions d'investissement pour les autres installations de biomasse.

Section 5a Critères de mesure pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois et les installations au gaz d'épuration

Art. 84 Part pour un agrandissement ou une rénovation notables

La part de la puissance de l'installation pour laquelle une contribution d'investissement est accordée en cas d'agrandissement ou de rénovation notables est déterminée de manière analogue à ce qui est prévu pour la prime de marché flottante (art. 30e^{quater}).

Art. 85 Calcul de la contribution d'investissement

Les taux concernant les installations de biogaz, les centrales électriques à bois et les installations au gaz d'épuration étant désormais fixés selon le principe des installations de référence, la contribution d'investissement est versée par kW de puissance ; cette puissance est calculée conformément à l'art. 84 en cas d'agrandissement ou de rénovation notables. Les taux par kWh de puissance sont fixés à l'annexe 2.3, ch. 7.

En cas d'agrandissement ou de rénovation notables, le taux correspond à 70% des taux figurant à l'annexe 2.3, ch. 7, car les coûts de revient pour l'électricité produite par l'agrandissement ou la rénovation sont plus bas que ceux qui seraient générés par une nouvelle installation.

Dans le cas des installations de biogaz ou des installations au gaz d'épuration, la puissance équivalente, qui dépend de la production annuelle nette moyenne, est déterminante et non la puissance installée.

Art. 87a

Le taux de rétribution pour la contribution d'investissement concernant les installations éoliennes est désormais déterminé selon le principe des installations de référence (*al. 1*). Les taux figurent à l'annexe 2.4 (*al. 2*).

Art. 87c à 87k Procédure de demande pour les installations éoliennes

En raison du passage au principe des installations de référence, l'organe d'exécution est désormais compétent pour évaluer les demandes de contributions d'investissement (art. 87d, *al. 1*).

Par ailleurs, les art. 87c à 87k règlent la procédure depuis le dépôt de la demande jusqu'à la décision définitive voire une éventuelle révocation de la contribution d'investissement, en passant par la garantie de principe et la mise en service. Les différentes étapes de la procédure correspondent dans l'ensemble à la procédure s'appliquant déjà aux demandes de contribution d'investissement.

Art. 87l et 87m

Les art. 87l et 87m sont abrogés, étant donné que ces règles ne sont plus nécessaires en raison du principe des installations de référence.

Art. 87y, al. 2

Si une demande de contribution d'investissement est déposée pour un projet auquel une contribution pour les études de projet a déjà été accordée, la contribution d'investissement est réduite à hauteur de la contribution pour les études de projet octroyée.

Art. 89 Recettes

Dans l'optique d'une détermination plus précise et par analogie avec la prime de marché flottante, les recettes déterminantes pour la prime de marché sont réglées comme suit dans le nouvel *al. 1* de l'art. 89 : les recettes du marché *day-ahead* sont déterminées comme jusqu'à présent sur la base des profils effectifs. Comme la prime de marché est plafonnée à 1 ct./kWh, il n'y a pas lieu de craindre que cela entraîne de mauvaises incitations. Les stratégies de couverture mises en place par les exploitants d'installations sur le marché à terme sont désormais également prises en compte dans le cadre de la détermination des recettes du marché. On part du principe que 80 % de la production moyenne attendue est couverte sur le marché à terme en Suisse et à l'étranger sur trois ans (*let. a*). Par ailleurs, les recettes issues de la vente de prestations de services-système (PSS) sont désormais prises en compte (*let. b*). Contrairement à la prime de marché flottante, les coûts d'opportunité ne doivent pas être déduits lors de la détermination des recettes PSS, car ils sont déjà compris dans les profils effectifs. Les recettes issues de la vente de garanties d'origine (*let. c*) ainsi que celles générées par la réserve d'hiver (*let. d*) sont désormais aussi prises en compte. La procédure concernant la demande de prime de marché est conçue comme une procédure ex-post. Le calcul de cette prime se base sur les chiffres de l'année précédente. Conformément aux principes généraux en matière d'intertemporalité, le droit déterminant est celui en vigueur au moment de la réalisation des faits. Lors du calcul de la prime de marché effectué en 2025 pour l'année 2024, ce sont donc les recettes générées par la réserve hydroélectrique (*let. d*) conformément aux réglementations applicables en 2024 en vertu de l'ordonnance du 25 janvier 2023 sur une réserve d'hiver (OIRH, RS 734.722) qui seront déterminantes.

Les règles relatives à la détermination des recettes du marché (*al. 2* actuel) figurent désormais à l'*al. 1*, *let. a*.

L'*al. 2* correspond à l'*al. 3* actuel, sauf une précision rendue nécessaire par la révision de l'article.

L'*al. 3* reprend le contenu de l'actuel *al. 5* sans le modifier.

Art. 90, al. 1, phrase introductive et let. d

Afin que les postes pris en compte du point de vue des recettes et des coûts continuent de s'équilibrer, les dépenses pour des prestations de services globales (notamment les coûts de gestion d'entreprise, de gestion de centrale, de gestion de l'énergie et de commercialisation) sont désormais également prises en compte au niveau des coûts. S'agissant des coûts de gestion de l'énergie et de commercialisation, il convient de faire la distinction entre les centrales hydroélectriques au fil de l'eau et les centrales à accumulation. Sur la base de la littérature existante et des travaux réalisés par la branche, les coûts de gestion de l'énergie et de commercialisation pris en compte sont de 0,25 ct./kWh pour les centrales au fil de l'eau et de 0,4 ct./kWh pour les centrales à accumulation, les centrales à pompage-turbinage et les centrales à pompage-turbinage pur. Une valeur de 0,38 ct./kWh s'applique uniformément pour les coûts de gestion d'entreprise et de gestion de centrale. Par conséquent, à l'art. 90, les prestations de services globales sont prises en compte à hauteur de 0,63 ct./kWh pour les centrales au fil de l'eau et à hauteur de 0,78 ct./kWh pour les centrales à accumulation, les centrales à pompage-turbinage et les centrales à pompage-turbinage pur.

Art. 96a Motif d'exclusion

Il est nécessaire de préciser le motif d'exclusion en vigueur en indiquant qu'une contribution aux coûts d'exploitation n'est pas accordée pour la part de la production qui est déjà rétribuée par la prime de marché flottante.

Art. 98, al. 1, phrase introductive et al. 2

La rétribution de l'injection et la prime de marché flottante ont un fonctionnement similaire. Les données publiées sont donc les mêmes.

Art. 108b

La prime de marché flottante n'est accordée que si elle a été allouée à un projet avant le début des travaux ou si le début anticipé des travaux a été autorisé. Or, un début anticipé des travaux ne peut pas être autorisé avant l'entrée en vigueur de la loi fédérale du 29 septembre 2023 relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Dans le cas d'un projet pour lequel un exploitant ne peut se décider pour la prime de marché flottante qu'après l'entrée en vigueur des dispositions régissant cette prime alors qu'il a déjà obtenu pour le projet concerné une garantie de principe ou une autorisation de début anticipé des travaux relevant d'une contribution d'investissement, cette garantie ou cette autorisation est aussi valable pour la prime de marché flottante.

7. Commentaires des annexes

Annexe 1.2 Installations photovoltaïques dans le système de rétribution de l'injection

Le ch. 4.3, let. d, n'est modifié que parce que l'abréviation «OGOM» est déjà introduite dans un passage précédent de l'ordonnance.

Annexe 1.3 Installations éoliennes dans le système de rétribution de l'injection

En raison du passage au principe des installations de référence, il existe désormais des classes de puissance et non plus des catégories pour les installations éoliennes (titre du ch. 2).

Le transfert de la garantie de principe pour les installations éoliennes est abrogé (ch. 5.2), voir à ce propos le ch. 2.4.4 ci-avant.

Annexe 1.5 Installations de biomasse dans le système de rétribution de l'injection

Le ch. 3.1.4 est abrogé en raison de l'arrêt A-2173/2022 rendu le 20 novembre 2023 par le Tribunal administratif fédéral.

Annexe 2.1 Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques

Le bonus pour les installations intégrées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés est désormais de 400 francs par kW, et celui qui est prévu pour les installations ajoutées ou isolées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés se monte désormais à 200 francs par kW (ch. 2.7).

Le nouveau bonus prévu pour les places de stationnement dans le cadre de la rétribution unique pour les installations photovoltaïques (art. 38, al. 1^{quinquies}) s'élève à 250 francs par kW de puissance installée.

Les taux relatifs à la rétribution unique qui s'appliquent aux installations mises en service à partir du 1^{er} avril 2025 figurent aux ch. 2.8 et 2.9. Les taux concernant les contributions liées à la puissance dans la classe de puissance inférieure à 30 kW et dans celle d'une puissance égale ou supérieure à 100 kW baissent chacun de 20 francs.

Annexe 2.2 Contribution pour les études de projet et contribution d'investissement allouées pour les installations hydroélectriques

Il est nécessaire de compléter l'annexe 2.2 par la mention du nouvel instrument que constitue la contribution pour les études de projet. Le ch. 2 règle désormais les exigences relatives à la demande de contribution pour les études de projet concernant les installations hydroélectriques. Le titre du ch. 2 en vigueur reprend aussi cette mention et devient le nouveau ch. 3. Le ch. 3 en vigueur devient le ch. 4.

Annexe 2.3 Contribution d'investissement allouée pour les installations de biomasse

Dans le cadre des contributions d'investissement allouées pour les installations de biomasse, la présente révision introduit le principe des installations de référence pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois et les installations au gaz d'épuration (voir à ce propos le ch. 2.1.4 ci-avant). Il est donc nécessaire de modifier les exigences concernant la demande à déposer pour ces catégories d'installation (ch. 2.3, 3.3, et 6.2) et d'apporter des précisions dans les passages relatifs aux composantes de leurs installations de référence respectives (ch. 2.4, 3.4 et 6.3).

Le ch. 3.1.2 précise qu'une installation est réputée centrale électrique à bois uniquement si elle utilise du bois comme seul agent énergétique. Cette clarification est importante, car le principe des installations de référence ne peut s'appliquer qu'à de telles installations.

Le ch. 7.1 précise le calcul des taux pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois, et les installations au gaz d'épuration. Les taux de rétribution par catégorie et classe de puissance sont fixés aux ch. 7.2.

Annexe 2.4 Contribution pour les études de projet et contribution d'investissement allouées pour les installations éoliennes

Les contributions d'investissement allouées pour les installations éoliennes sont désormais calculées selon le principe des installations de référence. Les taux en CHF/MW sont échelonnés sur trois catégories en fonction de l'altitude des installations (voir à ce propos le ch. 2.4.1 ci-avant).

L'annexe 2.4 est totalement révisée parce que les contributions pour les études de projet et les modifications apportées aux contributions d'investissement induisent beaucoup de changements structurels. Le nouveau ch. 2 correspond au ch. 3 en vigueur. Le nouveau ch. 4 correspond au ch. 2 en vigueur, mais en raison du passage au principe des installations de référence, l'actuelle let. e n'est pas reprise dans le nouveau ch. 4.

Annexe 2.6 Contribution pour les études de projet et contribution d'investissement allouées pour les installations géothermiques

Les exigences relatives aux demandes de contributions pour les études de projet sont réglées au ch. 3. Les exigences relatives aux demandes de contribution d'investissement sont adaptées aux expériences acquises dans la pratique (ch. 4).

Annexe 5 Contribution aux coûts d'exploitation allouée pour les installations de biomasse

L'annexe 5 contient les nouveaux taux de rétribution concernant les contributions aux coûts d'exploitation allouées pour les installations de biomasse.

Le ch. 3.1.4 est abrogé en raison de l'arrêt A-2173/2022 rendu le 20 novembre 2023 par le Tribunal administratif fédéral.

Les contributions de base que reçoivent toutes les installations de biomasse par classe de puissance sont fixées au ch. 3.2.

Le bonus pour les centrales électriques à bois vient s'y ajouter. Il est accordé désormais seulement d'octobre à mars, car en raison de la pénurie croissante de bois en tant qu'agent énergétique, le bois doit être utilisé en priorité pour couvrir les pics de consommation en hiver et non pas toute l'année comme énergie en ruban (ch. 3.3).

Le bonus pour la biomasse issue de l'agriculture est fixé au ch. 3.4.3.

Annexe 6.1 Prime de marché flottante allouée pour les installations hydroélectriques

Ch. 1 et 2

La définition des installations hydroélectriques pouvant prétendre à une prime de marché flottante est analogue à celle s'appliquant pour les contributions d'investissement (*ch. 1*). Le *ch. 2* stipule ce qui doit être remis et indiqué dans le cadre de la demande.

Ch. 3 Taux de rétribution et prix de marché de référence

Le taux de rétribution en ct./kWh correspond au rapport entre les coûts annuels de la nouvelle installation ou de l'agrandissement notable de l'installation, d'une part, et la production supplémentaire annuelle correspondante, d'autre part. Du point de vue mathématique, il est déterminé par les coûts annuels découlant de l'investissement divisés par la production supplémentaire résultant de l'investissement.

Le prix de marché de référence en ct./kWh pour les installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW correspond au rapport entre les recettes annuelles de la nouvelle installation ou les recettes supplémentaires découlant de l'agrandissement d'une installation, d'une part, et la production supplémentaire correspondante, d'autre part (*ch. 3.2*). Pour les installations non contrôlables et les installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW, le prix de marché de référence visé à l'art. 15 OEnER auquel s'ajoutent les recettes générées par les garanties d'origine en ct./kWh (art. 30a^{quinquies}, al. 1).

Ch. 4 Coûts annuels, recettes annuelles et production supplémentaire annuelle

Ch. 4.1 Coûts annuels

Les coûts annuels précisés au *ch. 4.1.1* sont calculés en francs suisses de la même manière pour toutes les demandes concernant la force hydraulique. Ils se composent des coûts de capital, des coûts d'exploitation ainsi que des redevances et des prestations fournies à la collectivité.

- Les coûts du capital justifiés par les investissements et qui sont imputables sont calculés par annuité au niveau des composantes en tenant compte des durées d'utilisation standardisées de celles-ci et d'un coût moyen pondéré du capital (WACC⁵) spécifique à la technologie (*let. a*). Dans le cas d'une rénovation, seuls les coûts du capital et les amortissements de l'investissement consacré à la rénovation sont pris en compte.
- Les coûts d'exploitation annuels sont fixés de manière spécifique au projet, mais sont dans tous les cas plafonnés à 2 % des coûts d'investissement imputables. Une rénovation n'occasionne, en règle générale, pas de coûts d'exploitation supplémentaires. Toutefois, étant donné qu'elle sauve une part pouvant s'échelonner de 0 % à 100 % de la production existante, les coûts d'exploitation correspondants sont pris en considération. Dans le cas d'un agrandissement, les coûts d'exploitation supplémentaires dépendent du projet d'investissement. Pour les grandes centrales hydroélectriques, les coûts d'exploitation sont généralement nettement inférieurs à 2 % des coûts d'investissement imputables. Le requérant est tenu de justifier les coûts d'exploitation annuels (*let. b*).
- Les coûts annuels liés à la gestion et à la commercialisation de l'énergie des centrales contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW s'élèvent à 0,4 ct./kWh pour les centrales à accumulation et les centrales à pompage-turbinage et à 0,25 ct./kWh pour les centrales au fil de l'eau. Leur montant est accepté par la branche⁶. Les coûts générés, au niveau de la société de l'exploitant (actionnaire, partenaire), par la gestion d'entreprise et la gestion de la centrale sont compris dans les coûts d'exploitation pris en compte au maximum à hauteur de 2% des investissements imputables (*let. c*).

⁵ Weighted Average Cost of Capital (coût moyen pondéré du capital)

⁶ [ASAE : Eau énergie air 4-2021 ; rentabilité de la force hydraulique suisse de 2011 à 2020 \(uniquement en allemand, avec résumé en français\)](#)

- Les redevances et les prestations fournies à la collectivité publique sont déterminées de manière spécifique au projet. Si le projet modifie la puissance mécanique brute existante, l'effet⁷ est pris en compte à partir de l'année de mise en service. L'augmentation de la puissance mécanique brute entraîne des coûts supplémentaires, sa réduction se traduit par des économies de coûts au niveau de la redevance hydraulique. À noter que, dans un cas comme dans l'autre, la redevance hydraulique cantonale maximale en vigueur est appliquée. S'agissant des agrandissements, les modifications varient en fonction du projet ; dans le cas d'une rénovation, les redevances et prestations fournies à la collectivité demeurent généralement inchangées et sont donc prises en compte en fonction de la part de production qui peut être maintenue grâce à la rénovation. Par exemple, un rehaussement du barrage modifie à peine la puissance mécanique brute, contrairement à ce qui se passe avec une nouvelle prise d'eau. Le requérant est tenu d'apporter la preuve des redevances et les prestations fournies à la collectivité (*let. d*).

Les coûts annuels par demande ainsi déterminés restent constants sur la durée de la rétribution, à trois exceptions près, qui figurent au ch. 4.2.1. Des adaptations sont effectuées, d'une part, en cas de modifications de la redevance hydraulique cantonale maximale et, d'autre part, pour les installations nécessitant l'achat annuel d'électricité pour les pompes d'alimentation. Le WACC en vigueur est utilisé pour calculer les coûts du capital. Le taux de rétribution en ct./kWh résultant des coûts annuels varie chaque année, la production supplémentaire liée à l'investissement changeant, elle aussi, chaque année.

Ch. 4.2 Recettes annuelles

Pour les installations non contrôlables et les installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW, les recettes du marché⁸ sont déterminées par la multiplication de la production supplémentaire résultant de l'investissement et du prix de marché de référence (ch. 4.2.1). Cela correspond à la méthode utilisée pour la rétribution à prix coûtant (RPC). Le marché *day-ahead* (prix horaires du marché spot visé à l'art. 15 OEnE) ainsi que le marché pour les GO sont pris en compte. Une centrale hydroélectrique est considérée comme « non contrôlable » lorsqu'elle présente une flexibilité de moins de six heures à pleine charge. Pour déterminer les heures à pleine charge pouvant être utilisées de manière flexible, la taille du réservoir est divisée par le débit équipé maximal.

Pour les grandes centrales hydroélectriques (> 3 MW_{br}) contrôlables, une évaluation basée sur le prix de marché moyen ne refléterait pas assez précisément la couverture des coûts des installations, faute de pouvoir comparer les différents projets sur le plan des recettes réalisables. Cela conduirait à une utilisation soit trop élevée soit trop faible des moyens d'encouragement, ou à l'inverse, à un manque de fonds pour la mise en œuvre de certains projets. C'est pourquoi les recettes du marché sont calculées/estimées individuellement pour ces installations, c'est-à-dire de manière spécifique à chaque projet et en fonction du type de centrale (ch. 4.2.2).

Pour déterminer les recettes du marché concernant les grandes centrales hydroélectriques (> 3 MW_{br}) contrôlables, quatre types de centrales sont définis. En raison de ses paramètres techniques, chaque type de centrale a plus ou moins de possibilités de générer des recettes sur les différents marchés. Sur mandat de l'OFEN, le bureau de consultants SwissEconomics a élaboré en collaboration avec l'EPFZ⁹ des heuristiques (formules générales), par possibilité de marché et type de centrale, afin d'évaluer les possibilités de recettes.

Lors de l'exécution, ces formules générales permettent de déduire les recettes sur la base de la puissance et du débit des turbines et des pompes, de la capacité du réservoir, de la production annuelle

⁷ [La réduction de la redevance hydraulique prévue à l'art. 50a de la loi sur les forces hydrauliques ne s'applique que dans le cadre des contributions d'investissement.](#)

⁸ [Les termes de «recette» et de «chiffre d'affaires» sont considérés comme des synonymes. Ils désignent les recettes générées par les produits ou les prestations vendus.](#)

⁹ «Bericht Erlösmöglichkeiten und Vermarktungskosten der Wasserkraft», swiss economics, ETH Zürich FEN, 7.11.2023, en allemand seulement, rapport concernant les possibilités de recettes et les coûts de commercialisation dans le domaine de l'hydraulique

nette, de l'évolution du niveau de remplissage moyenne et de la répartition temporelle des débits entrants. Ces formules sont déduites, par type de centrale, en partant de l'utilisation qui sera faite d'une centrale après optimisation. Les horaires d'utilisation des centrales ainsi déterminés à l'heure près sont proches de la réalité, c'est-à-dire qu'ils correspondent en grande partie à la démarche suivie par les grands producteurs pour la commercialisation de leur production hydroélectrique.

La figure 2 montre la matrice des recettes. Elle indique pour chaque combinaison si le type de centrale est actif sur le marché en question (signalé par ✓) ou non (signalé par ✗).

	Centrales au fil de l'eau	Centrales à accumulation	Centrales à pompage-turbinage pur	Centrales à pompage-turbinage
Marché <i>day-ahead</i>	✓	✓	✓	✓
Marché à terme	✓	✓	✓	✓
Marché <i>intraday</i>	✗	✓	✓	✓
Services-système	possible pour certaines centrales	✓	✓	✓
Garanties d'origine	commercialisable à 100%	commercialisable à 100%	✗	seul le débit entrant d'eau est commercialisable
Réserve hydroélectrique	✗	impossible d'y participer si le réservoir est très petit	✗	✓

Figure 2 : Matrice des recettes selon les marchés (lignes) et les types de centrales (colonnes)

Pour le calcul concret des différentes contributions aux recettes, nous renvoyons à l'étude de SwissEconomics/EPFZ susmentionnée (voir note de bas de page 15).

Les différentes positions figurant au ch. 4.2.2 sont calculées comme suit :

Ch. 4.2.3 : le négoce sur le marché *day-ahead* constitue la principale source de revenus des centrales hydroélectriques. Les recettes issues de l'exploitation du réservoir sont calculées sur la base des taux de remplissage moyens - différenciés par région - des lacs d'accumulation et des débits entrants de la centrale hydroélectrique au cours de la période d'évaluation écoulée. On procède par périodes d'un mois. Le nombre d'heures de production à pleine charge est déterminé sur la base de différents éléments : le niveau de remplissage du début du mois, le niveau de remplissage de la fin du mois, les débits entrant pendant le mois ainsi que le débit maximal des turbines. Cette production est évaluée avec les prix les plus élevés du mois¹⁰. Dans la réalité, les exploitants ne peuvent pas placer toutes les offres comme prévu sur le marché *day-ahead*. Pour tenir compte de cet effet, il faudrait un facteur de correction pour les incertitudes liées aux prévisions. Comme ce facteur de correction est du même ordre de grandeur (2 à 6 % selon le type de centrale) que les recettes sur le marché *intraday* (intra-journalier), le facteur de correction et les recettes intrajournalières sont écartés. Un facteur de correction de 2 % est seulement appliqué pour les centrales au fil de l'eau qui n'ont pas de possibilité d'optimisation sur le marché *intraday*.

Ch. 4.2.4 : le calcul des recettes ou des coûts de couverture des marchés à terme ne nécessite pas d'heuristique. On suppose qu'en raison de l'inexactitude des prévisions, seuls 80 % de la production sont couverts à terme. La couverture s'effectue jusqu'à trois ans à l'avance : vente 33,3 % durant la période de négoce d'octobre YY-3 à septembre YY-2, vente 33,3 % durant la période de négoce d'octobre YY-2 à septembre YY-1, vente 33,3 % durant la période de négoce d'octobre YY-1 à septembre YY. Cette stratégie de couverture a pour conséquence qu'à la fin du troisième trimestre de l'année actuelle, la production attendue de l'année hydrologique suivante n°1 est vendue à 80 %, celle de l'année hydrologique suivante n°2 à 53,3 % et celle de l'année hydrologique suivante n°3 à 26,6 %. Les ventes à terme sont évaluées avec des produits trimestriels et des produits annuels. Les recettes et

¹⁰ Si le nombre d'heures de production à pleine charge correspond par exemple à 100 heures, les recettes sont calculées en multipliant la production correspondante par la moyenne des 100 prix de marché les plus élevés du mois concerné.

les coûts effectifs de la couverture apparaissent lorsque, pour la période d'évaluation, les coûts de rachat de cette énergie de couverture sur le marché *day-ahead* sont soustraits des recettes à terme. Comme le marché à terme suisse est peu liquide, notamment en ce qui concerne l'horizon temporel à plus longue échéance, on utilise également les marchés à terme étrangers pour déterminer les prix. Les exploitants utilisent actuellement surtout les marchés à terme français et allemand pour les opérations de couverture à long terme.

Ch. 4.2.5 : en participant au marché des services-système, une centrale ne peut pas participer pleinement au marché *day-ahead*. Le calcul des recettes spécifiques pour chaque centrale est effectué à l'aide des résultats du marché moyens publiés de Swissgrid, qui sont répartis entre les différents types de centrales selon une directive d'exécution élaborée par l'OFEN. La répartition du total des rémunérations versées par la société nationale du réseau de transport pour les prestations de services-système (PSS) fournies sur l'ensemble du territoire suisse pourrait être la suivante : 85 % des PSS en Suisse sont fournies par des centrales hydroélectriques, et dans ces 85%, 10% sont fournies par des centrales au fil de l'eau (uniquement pour la puissance de réglage secondaire négative et la puissance de réglage tertiaire négative), 10% par des centrales à pompage-turbinage, 50% par des centrales à accumulation et 30% par des centrales à pompage-turbinage pur. Concernant la réserve de puissance, des coûts d'opportunité sont pris en compte, car la puissance mise en réserve n'est pas disponible (en général temporairement) sur d'autres marchés. On part de l'hypothèse d'une réserve de puissance constante sur l'année. On tient compte du fait que les centrales au fil de l'eau ne participent guère au marché des services-système. S'agissant des différents produits de services-système (puissance de réglage primaire [PRP], puissance de réglage secondaire [PRS], puissance de réglage tertiaire [PRT]), il faut déterminer pour quels types de centrales une participation est judicieuse, car les coûts d'opportunité sont compensés par les recettes du marché au moins. Pour chaque centrale, les coûts totaux des PSS de Swissgrid sont ainsi multipliés par la part du type de centrale ainsi que par la part de puissance de la centrale par rapport à la puissance totale du type de centrale. Il en résulte les recettes de la réserve de puissance par centrale. Les recettes découlant du recours à la réserve résultent de la différence entre les prix des PSS et ceux du marché *day-ahead* pour chaque heure de l'année.

Ch. 4.2.6 : les recettes provenant des garanties d'origine sont calculées en combinant les prix publics des garanties d'origine et la quantité estimée d'énergie que chaque centrale produit à partir d'apports naturels.

Ch. 4.2.7: la réserve hydroélectrique visée à l'art. 8a LApEI a pour objectif de rétribuer de manière appropriée les coûts d'opportunité et de gérer ainsi efficacement la production d'énergie. Il faut s'attendre à ce que les recettes soient exclusivement affectées aux centrales à accumulation et aux centrales à pompage-turbinage. L'OIRH est déterminante pour la fixation des recettes. Sa révision a lieu en même temps que la présente révision de l'OEnR. Elle prévoit que la réserve hydroélectrique sera désormais constituée de centrales hydroélectriques à accumulation d'une capacité de stockage d'au moins 10 GWh, que les centrales présentant cette caractéristique seront obligées de participer à ladite réserve et que la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) leur versera en contrepartie une indemnité forfaitaire.

Ch. 4.2.8: dans le traitement des projets qui s'intègrent dans une installation existante ou qui lui sont bénéfiques, il faut procéder à une différenciation. En effet, l'agrandissement du réservoir au plus haut niveau d'une centrale à accumulation est aussi bénéfique à ses niveaux inférieurs ; il faut donc tenir compte de ceux-ci lors du calcul des recettes. Pour opérer cette différenciation, il faut calculer à deux reprises les recettes de l'installation tout entière : une première fois, sans prendre en considération le projet et une deuxième fois en tenant compte du projet mis en œuvre. La différence entre les résultats de ces deux calculs correspond aux recettes découlant du projet. Comme selon la définition des installations dans l'OEnR, une installation peut être intégrée à une installation existante peut aussi être considérée comme une nouvelle installation, cette différenciation s'applique également aux nouvelles installations concernées.

Ch. 4.3 Production supplémentaire annuelle

Dans le cas d'une nouvelle installation, la production supplémentaire annuelle résultant de l'investissement correspond, de fait, à la production de l'année considérée. Dans le cas d'un agrandissement notable, la production doit être déterminée différemment. Que ce soit dans le cas d'un rehaussement de barrage ou d'une augmentation de la puissance, la même quantité d'eau est traitée. L'utilité de l'investissement induit plutôt une amélioration de la qualité de la production – qui génère à son tour des recettes supplémentaires – qu'une production supplémentaire. Par conséquent, il faut procéder à un calcul pour déterminer la production supplémentaire résultant de l'investissement dans le cas d'un agrandissement notable : il faut multiplier la production annuelle totale de l'installation après l'investissement pour l'année considérée par le rapport entre les recettes supplémentaires et les recettes totales de l'installation après l'investissement (ch. 4.3.1). Dans le cas d'une rénovation notable, l'élément déterminant est le volume de production existante que l'investissement consacré à la rénovation permet de maintenir. On part de l'hypothèse que sans l'investissement, la partie rénovée de l'installation fait défaut.

Pour les installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, la production supplémentaire annuelle est redéfinie chaque année (ch. 4.3.2).

Dans le cas d'un agrandissement notable ou d'une rénovation notable d'une installation non contrôlable ou d'une installation d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW, la production supplémentaire résultant de l'investissement est fixée au moment de la garantie de principe. Là aussi, dans le cas d'une rénovation notable, l'élément déterminant est le volume de production existante que l'investissement consacré à la rénovation permet de maintenir. Au terme de la cinquième année d'exploitation, la moyenne des cinq premières années d'exploitation est appliquée. Ainsi, à partir de la sixième année d'exploitation, le taux à appliquer à la production après l'investissement demeurera constant. La production supplémentaire nécessaire au calcul de la prime de marché flottante pourra changer d'année en année en fonction de la production totale de l'installation après l'investissement.

Ch. 5 et 6

Les informations que les exploitants doivent remettre chaque année à l'OFEN sont réglées au ch. 5.

La quantité d'énergie à rétribuer en cas d'agrandissement ou de rénovation notables est déterminée conformément à l'art. 30a^{quater} (ch. 6).

Annexe 6.2 Prime de marché flottante allouée pour les installations éoliennes

La prime de marché flottante est conçue de manière analogue au modèle de rétribution RPC : pendant les cinq premières années d'exploitation, chaque installation reçoit une rétribution de départ fixe (ct./kWh). La production effective de cette installation est ensuite comparée à la production de référence. Le rapport entre la production effective et la production de référence détermine le montant du taux de rétribution (ct./kWh) sur toute la durée de rétribution, fixée à 20 ans.

Le montant de la prime de marché flottante est fixé pour trois catégories différentes, en fonction de l'altitude des installations (voir à ce propos le ch. 2.1.5 ci-avant).

Annexe 6.3 Prime de marché flottante allouée pour les installations de biomasse

Les règles figurant à l'annexe 6.3, qui régit la prime de marché flottante pour les installations de biomasse, sont très proches de celles du système de rétribution de l'injection (annexe 1.5), avec les exceptions suivantes :

Dans le cadre de la prime de marché flottante (et des contributions aux coûts d'exploitation, voir les commentaires de l'annexe 5), le bonus pour les centrales électriques à bois est accordé désormais seulement durant les mois d'hiver. En effet, en raison de la pénurie croissante de bois en tant qu'agent énergétique, le bois doit être utilisé en priorité pour couvrir les pics de consommation en hiver et non pas toute l'année comme énergie en ruban.

Le bonus pour la biomasse issue de l'agriculture dans le cadre de la prime de marché flottante n'est accordé qu'aux installations qui utilisent au maximum 10 % de cosubstrats (*ch. 3.4.1*). En revanche, le système de rétribution de l'injection et les contributions aux coûts d'exploitation prévoient un maximum de 20 % de cosubstrats. C'est une conséquence de la pénurie croissante de substrats : les nouvelles installations agricoles doivent certes encore pouvoir utiliser des cosubstrats et améliorer ainsi leur rentabilité, mais plus dans les mêmes proportions que jusqu'ici.

La part d'énergie à rétribuer en cas d'agrandissements ou de rénovations ultérieurs est déterminée conformément à l'art. 30^e_{quater}.