Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports
de l'énergie et de la communication DETEC

20 novembre 2024

Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables : modification de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables

Rapport explicatif

Table des matières

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 6
2.1.5 Prime de marché flottante allouée pour les installations de biomasse (et autres adaptations) 7
2.2 Contributions d'investissement 9
2.2.1 Exigences applicables à l'exploitation 9
2.3 Contributions pour les études de projet 9
2.3.1 Taux et contributions minimales 9
2.3.2 Procédure 9
2.3.3 Restitution 10
2.4 Installations éoliennes : autres modifications 10
2.4.1 Fixation du montant des contributions d'investissement 10
2.4.2 Contributions pour les études de projet d'installations éoliennes 10
2.4.3 Pas d'agrandissement ni de rénovation d'installations éoliennes 10
2.4.4 Abrogation de la possibilité de transférer des décisions RPC positives concernant des projets éoliens 11
2.5 Installations hydroélectriques : autres modifications 11
2.6 Photovoltaïque 11
2.6.1 Bonus pour les installations sises sur des aires de stationnement permanentes non couvertes avant la mise en place de ces installations 11
2.6.2 Adaptations de la rétribution unique 12
2.7 Prime de marché pour l'électricité produite par de grandes centrales hydroélectriques existantes 13
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 14
5. Relation avec le droit de l'Union européenne 14
6. Commentaire 14
7. Commentaire des annexes 33

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. 29*a* 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. Il diffère de la contribution d'investissement, car il assure des recettes annuelles pour l'électricité injectée dans le réseau électrique. 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. 29*b* LEne). De nouvelles dispositions dans l'ordonnance du 1er 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. 3bis, 27*a*, al. 3, et 27*b*, 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. 45*a*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 installations hydroélectriques, le taux de rétribution est calculé en divisant les coûts annuels résultant de l'investissement, les coûts d'exploitation annuels et les redevances par la production supplémentaire résultant de l'investissement. Concernant les installations hydroélectriques contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, le prix de marché de référence correspond aux recettes annuelles

spécifiques à l'investissement par kWh de production supplémentaire. Pour toutes les autres installations hydroélectriques, le prix de marché de référence visé à l'art. 15 OEneR s'applique.

Dans le cas des installations éoliennes et des installations de biomasse, le taux de rétribution est déterminé pour les différentes installations 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 électriques à bois 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 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). 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. 29*d*, 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.

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 : celle-ci 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. 29*d,* 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. Elle 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 ou toute nouvelle installation techniquement et économiquement intégrés dans une installation existante, les recettes annuelles sont calculées une fois avant l'agrandissement et une fois après l'agrandissement ou alors sans ou avec la nouvelle installation. La différence entre les deux valeurs obtenues correspond aux recettes supplémentaires de l'installation agrandie ou de la nouvelle installation. Les contributions aux recettes qui sont générées dans une installation existante grâce à l'investissement sont ainsi aussi prises en compte. Dans le cas d'une rénovation, on procède, 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 préservée. En outre, les éventuelles hausses de production induites par le gain d'efficacité de l'installation rénovée et celles qui sont enregistrées dans l'installation existante (en raison de l'investissement consacré à la rénovation) sont prises en considération. Les recettes annuelles sont calculées avec l'installation rénovée, d'une part, et avec les parties non rénovées de l'installation, d'autre part. La différence entre ces deux valeurs correspond aux recettes supplémentaires de l'installation rénovée.

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. Les projets sont répartis dans ces deux catégories en fonction de la puissance mécanique brute moyenne (art. 13, al. 2, OEne). En cas d'agrandissement notable ou de rénovation notable, la puissance mécanique brute moyenne après l'agrandissement ou la rénovation est déterminante.

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, le taux de rétribution probable et les coûts annuels probables 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 60 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 aux dates de référence bisannuelles 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. Ces dates de référence s'appliquent à toutes les centrales hydroélectriques, quelles que soient leur taille ou leur contrôlabilité.

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. Le taux de rétribution des centrales hydroélectriques 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 déterminées à l'aide d'un logiciel d'optimisation de l'utilisation des centrales, puis 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.

La méthode de calcul concrète est exposée à l'annexe 6.1, ch. 3 et 4, à la figure 1 ci-après et dans les commentaires correspondants. Le ch. 3 définit le taux de rétribution et le prix de marché de référence, tandis que le ch. 4 fixe les paramètres nécessaires à leur calcul (voir à ce sujet les formules indiquées dans la fig. 1 ci-dessous). S'il n'est pas précisé qu'une affirmation vaut pour les installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW ou pour les installations non contrôlables et les installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW, elle s'applique aux deux catégories d'installations.

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 résultant de l'inv. Coûts d'exploitation: max. 2% inv. (à justifier une fois au départ) Redevances: selon la concession	Recettes annuelles en CHF déterminées via un logiciel d'optim. de l'utilisation de la centrale	Production nette de l'installation à laquelle s'ajoute la capacité de stockage
	Agr.	Part agr.	Coûts du capital (intérêt et amortissement): annuité résultant de l'inv. Coûts d'exploitation: max. 2% inv. (à justifier une fois au départ) Redevances: redevances supplémentaires en raison de l'agrandissement	Recettes annuelles en CHF déterminées via un logiciel d'optim. de l'utilisation de la centrale (prise en considération de la différence)	Via pourcentage fixé annuellement: (recettes supplémentaires résultant de l'inv./recettes totales après l'inv.)*production nette après l'inv. à laquelle s'ajoute la capacité de stockage supplémentaire[1])
		Part rén.	Voir sous Rén.	Voir sous Rén.	Voir sous Rén.
	Rén.		Coûts du capital (intérêt et amortissement): annuité résultant de l'inv. Coûts d'exploitation: pourcentage, fixé une fois par an, des coûts d'exploitation avant l'inv.: (recettes supplémentaires/recettes totales)*coûts d'exploitation avant l'inv.[1]) Redevances: pourcentage, fixé une fois par an, des redevances avant l'inv.: (recettes supplémentaires/recettes totales)*redevances avant l'inv.[1])	Recettes annuelles en CHF déterminées via un logiciel d'optim. de l'utilisation de la centrale (prise en considération de la différence)	Via pourcentage fixé annuellement: (recettes supplémentaires y c. amélioration du rendement/recettes totales après l'inv.)*production nette après l'inv. à laquelle s'ajoute la capacité de stockage qui a pu être préservée[1])
Non contrôlables > 3 MW & toutes les centrales <= 3 MW	Nouveau		Coûts du capital (intérêt et amortissement): annuité résultant de l'inv. Coûts d'exploitation: max. 2% inv. (à justifier une fois au départ) Redevances: selon la concession	Via le prix de marché de référence visé à l'art. 15 plus GO > ct./kWh multiplié par la production supplémentaire résultant de l'investissement	Production nette de l'installation
	Agr.	Part agr.	Coûts du capital (intérêt et amortissement): annuité résultant de l'inv. Coûts d'exploitation: max. 2% inv. (à justifier une fois au départ) Redevances: redevances supplémentaires en raison de l'agrandissement	Via le prix de marché de référence visé à l'art. 15 plus GO -> ct./kWh multiplié par la production supplémentaire résultant de l'investissement	Production nette – production nette moyenne avant l'agrandissement
		Part rén.	Voir sous Rén.	Voir sous Rén.	Voir sous Rén.
	Rén.		Coûts du capital (intérêt et amortissement): annuité résultant de l'inv. Coûts d'exploitation: pourcentage des coûts d'exploitation avant l'inv.: (production supplémentaire y c. amélioration du rendement/ Øproduction nette après l'inv.)*coûts d'exploitation avant l'inv.[2]) Redevances: pourcentage des redevances avant l'inv.: (production supplémentaire /Øproduction nette après l'inv.)*redevances avant l'inv.[2])	Via le prix de marché de référence visé à l'art. 15 plus GO -> ct./kWh multiplié par la production supplémentaire résultant de l'investissement	Pourcentage de la production nette: (production supplémentaire y c. amélioration du rendement/ Øproduction nette après l'inv.)*production nette.

Taux de rétribution en ct./kWh = coûts annuels résultant de l'inv. / production supplémentaire résultant de l'inv.
Prix de marché de référence (pour non contrôl. > 3 MW & toutes <= 3 MW) en ct./kWh = prix de marché de référence visé à l'art. 15 auquel s'ajoute le prix des garanties d'origine (GO)
Prix de marché de référence (pour contrôl. > 3 MW) en ct./kWh = recettes annuelles résultant de l'inv. / production supplémentaire résultant de l'inv.
PMf en ct./kWh = (taux de rétribution - prix de marché de référence)
PMf en CHF = (taux de rétribution - prix de marché de référence) · production supplémentaire résultant de l'inv.; + OFEN au requérant; - requérant à l'OFEN
[1]) Le pourcentage (recettes supplémentaires/recettes totales) est déterminé chaque année au moyen d'un logiciel d'optimisation de l'utilisation de la centrale.
[2]) Le pourcentage (production supplémentaire/production nette après l'investissement) est fixé sur la base de la documentation relative à la demande pour les 5 premières années d'exploitation au terme desquelles il est vérifié et recalculé si nécessaire.

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

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 exercé en soumettant son offre dans le cadre de l'une de ces deux mises aux enchères parallèles. Il n'est pas permis de faire, dans la même session d'enchères et pour un même projet, une offre concernant la prime de marché flottante et une offre concernant la RUE. Comme le législateur n'a pas prévu de possibilité de sanction dans le cadre des mises aux enchères pour la prime de marché flottante, il faut renoncer en l'espèce au paiement d'une sûreté. Ce paiement n'existera plus non plus dans les mises aux enchères pour la RUE afin que les soumissionnaires soient assujettis à des processus similaires lors des mises aux enchères pour la prime de marché flottante et pour la RUE. 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 mis en place.

Lorsqu'une installation photovoltaïque se trouvant dans le système de la prime de marché flottante fait l'objet d'un agrandissement ultérieur, la part d'électricité qui est 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 visés 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 précitées concernant les volumes de production. 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 : 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 Windenergieanlagen[1] » 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 pour la durée de rétribution, qui est 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.

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

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 moyens d'encouragement 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

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, les installations au gaz de décharge 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, la puissance électrique équivalente correspondant à la puissance annuelle moyenne d'une installation. 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 puisqu'elles sont, dans la mesure du possible, exploitées en mode « chaleur » et qu'elles devraient servir à couvrir les charges de pointe en hiver. Un calcul des contributions d'investissement basé sur la puissance équivalente inciterait les exploitants de ces installations à produire le plus d'électricité possible tout au long de l'année, ce qui ne répondrait pas aux objectifs en raison de la pénurie de bois qui se dessine.

Dans le cadre de la prime de marché flottante, les taux de contribution sont calculés sur la base de 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 ultérieurement. Les exploitants des installations auxquelles une contribution d'investissement a été garantie dans son principe avant 2025, mais qui ne seront mises en service qu'après l'entrée en vigueur de la loi, soit après le 1er janvier 2025 (art. 29*a*, al. 2, LEne), peuvent exercer leur droit d'option jusqu'au 1er juin 2025.

Agrandissement ou rénovation notables

Pour un agrandissement ou une rénovation notables, le taux de rétribution s'élève à 75 % 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 probable 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, corrigée des heures de pleine charge, est fixée pour toute la durée de rétribution sous forme de pourcentage pour la part à rétribuer de la production totale d'électricité. Cette part est corrigée rétroactivement pour les versements déjà exécutés, et les restitutions ou versements subséquents éventuels sont compensés avec les futures prestations.

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. Étant donné que les agrandissements peuvent être très différents les uns des autres et qu'un investissement relativement faible peut parfois avoir un impact important, la contribution d'investissement pour les agrandissements notables est limitée au plus à 60 % des coûts effectifs imputables. De plus, le calcul visant à déterminer la production d'électricité supplémentaire est corrigé des heures de pleine charge.

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, ces derniers étant calculés à l'aide des taux utilisés pour déterminer les contributions d'investissement selon l'annexe 2.3 : la contribution d'investissement théorique est multipliée par 2 (car la contribution d'investissement est fixée de façon à couvrir 50 % des coûts imputables d'une 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.

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, ces derniers étant calculés à l'aide des taux utilisés pour déterminer les contributions d'investissement selon l'annexe 2.3 : la contribution d'investissement théorique est multipliée par 2. 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 crée des incertitudes pour les exploitants dans l'optique d'éventuels investissements en vue d'un agrandissement ou d'une rénovation. Ces incertitudes seraient renforcées 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. 3bis, art. 27*a*, al. 3, et art. 27*b*, 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.

En ce qui concerne la géothermie, les contributions pour les études de projet ne peuvent être demandées que pour la planification d'installations géothermiques. La planification des phases de prospection et de mise en valeur qui précèdent la construction de ces installations ne peut pas bénéficier d'une contribution pour les études de projet. Toutefois, des contributions d'investissement peuvent être demandées pour la prospection et la mise en valeur de réservoirs géothermiques.

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 quatre éoliennes est défini comme projet de référence. La contribution maximale pour les études concernant un projet éolien est fixée à 1 000 000 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 1 000 000 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. 2bis 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 transférer des 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 : 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. Des situations comparables peuvent également concerner d'autres installations d'exploitation accessoire. Il peut donc être judicieux de réaliser des parties d'une installation (p. ex. conduites forcées) de telle sorte qu'elles puissent faire l'objet d'une exploitation accessoire ultérieure pour produire de l'électricité. Le montage des parties d'une installation destinées à la production d'électricité (p. ex. turbine) et la demande de contribution d'investissement se font ultérieurement.

Pour les installations d'approvisionnement en eau potable et les autres installations d'exploitation accessoire, seuls sont imputables les coûts d'investissement (supplémentaires) qui servent à la production d'électricité et sont occasionnés après la garantie de principe pour une contribution d'investissement ou après l'autorisation de début anticipé des travaux. Les investissements déclenchés sans perspective concrète d'encouragement ou autorisation de début anticipé des travaux ne sont pas imputables.

2.6 Photovoltaïque

2.6.1 Bonus pour les installations sises sur des aires de stationnement permanentes non couvertes avant la mise en place de ces installations

Les installations photovoltaïques sises sur des parkings ont fait l'objet de deux études[2] 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

[2] Solarstrom auf Parkplatzüberdachungen (energiezukunftschweiz.ch), 2022 (en allemand avec synthèse en français) et Solarstrom auf Infrastruktur (energiezukunftschweiz.ch), 2021 (uniquement en allemand)

toiture, de l'électricité peut être produite et, le cas échéant, utilisée efficacement sur place grâce à des bornes de recharge qui peuvent, en outre, être directement intégrées dans la structure. Le potentiel de ces installations est de 2 à 3 GW. Avec 2000 à 3500 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 (grandes installations photovoltaïques). 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 (p. ex. bornes 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. Le bonus pour la rétribution unique est fixé à 250 francs par kW de puissance installée, ce qui permet de couvrir une partie des coûts supplémentaires liés à la structure porteuse. En partant d'un montant de 250 CHF/kW pour la rétribution unique et 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'OEneR par le Conseil fédéral. L'OFEN les contrôle régulièrement. Au 1er 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'hiver[3]. 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 pour 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) a été 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 relèvement de l'encouragement accordé pour la mise en place d'installations en façade s'inscrit dans le droit fil de cette volonté de facilitation. Les conditions d'encouragement des grandes installations intégrées sont également améliorées. La construction d'installations intégrées a triplé ces deux dernières années, et même quadruplé dans le segment allant de 30 à 100 kW. Il est donc évident qu'elle concernera également un nombre croissant de projets d'envergure. Cela étant, il est plausible de penser que des installations intégrées d'une puissance d'au moins 100 kW seraient réalisées si l'on cessait d'appliquer pour leur puissance totale les taux pour les installations ajoutées ou isolées. Par conséquent, les installations intégrées d'une puissance de 100 kW ou plus bénéficient désormais à nouveau du taux de rétribution appliqué aux installations intégrées pour la part de puissance inférieure à 100 kW.

En revanche, les taux relatifs à la rétribution unique générale sont réduits au 1er avril 2025. Les contributions liées à la puissance baissent de 20 francs, si la classe de puissance est inférieure à 30 kW. 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 classe de puissance est égale ou supérieure à 100 kW. Aucun

[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).

abaissement n'est prévu pour la classe de puissance allant de 30 à 100 kW, 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. Une nouvelle hausse record de plus de 1,6 GW a été enregistrée pour 2023. On table sur une nouvelle augmentation pour l'année 2024, car la puissance des installations déclarée durant son premier semestre en vue d'un encouragement dépassait d'environ 70 % celle de la même période de 2023. Il semble ainsi que l'encouragement prévu jusque-là soit plus élevé que nécessaire. La réduction supplémentaire de la contribution liée à la puissance à partir de 100 kW notamment paraît donc 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 installations[4].

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. Du côté tant 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 considérés pour la prime de marché.

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] 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)

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, exploite 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

L'ordonnance ne change pas la relation avec le droit de l'Union européenne, les modifications proposées étant globalement compatibles avec le droit européen. Le nouveau mécanisme d'encouragement qu'est la prime de marché flottante, en particulier, est compatible avec les obligations internationales en matière de droit des subventions, puisque l'UE connaît également des modèles d'encouragement basés sur les principes du *contract for difference*. Seul un élément est en contradiction avec le droit européen : il s'agit de la réglementation déjà existante dans la loi, selon laquelle la prime de marché flottante est également versée en cas de prix du marché négatifs.

6. Commentaire

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 2*a*. La section 1 (art. 30*a* ss) contient les dispositions générales, la section 2 (art. 30*b* ss) régit les installations hydroélectriques, la section 3 (art. 30*c* ss) porte sur les installations photovoltaïques, la section 4 (art. 30*d* ss) concerne les installations éoliennes et la section 5 (art. 30*e* 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 3*a* 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 au moins six heures si cela est nécessaire ou souhaité.

Art. 3

Comme indiqué dans les commentaires sur les dispositions d'exécution de l'OEneR du 1er novembre 2017, le remplacement d'une installation est réputé complet si l'investissement qu'il nécessite est approximativement aussi élevé que celui qui serait nécessaire pour une toute nouvelle installation comparable. En outre, les éléments de l'installation demeurés en place ne doivent jouer tout au plus qu'un rôle secondaire.

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 pour les centrales électriques à bois sera accordée selon le principe des installations de référence et par kW de puissance installée, 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. La prime de marché flottante est déterminée en s'appuyant sur la puissance équivalente afin que l'exploitation en mode « chaleur » des centrales électriques à bois ne constitue pas un inconvénient. Une centrale électrique à bois qui produit pendant peu d'heures présente une puissance équivalente plus faible et bénéficie d'une prime de marché plus élevée par kW injecté.

Art. 7a Catégories d'installations de biomasse

Les catégories d'installations de biomasse étant utilisées pour différents instruments d'encouragement, elles sont désormais définies au chapitre 1 « Dispositions générales ». On sait ainsi que la définition des catégories s'applique à l'ordonnance dans son ensemble.

La définition des installations d'incinération des boues figurant à l'al. 4 est complétée pour que l'on puisse les différencier clairement des centrales électriques à bois.

Art. 8 Exercice du droit d'option conformément à l'art. 29*b* 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 60 jours après la communication du montant probable du taux de rétribution, 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 dans le cadre de la mise aux enchères *(al. 1, let. b)*, afin que les différentes enchères puissent être réalisées en conséquence. Le choix n'a aucun effet contraignant pour la participation du projet concerné à d'autres sessions d'enchères si l'offre ne remporte pas l'adjudication.

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

Les responsables de projets éoliens doivent exercer le droit d'option à un stade très précoce de la phase de projet. Dans la mesure où la construction de l'installation éolienne n'a pas encore commencé, le

requérant a la possibilité de renoncer à la garantie de principe et de déposer une nouvelle demande pour l'autre instrument d'encouragement. Si une liste d'attente était établie pour le nouvel instrument choisi, la demande y serait cependant inscrite avec la nouvelle date de remise.

Une fois qu'un exploitant d'installations de biomasse 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 ss

Le titre de l'art. 25 est modifié pour mentionner également la restitution, qui est réglementée dans cette disposition. Les al. 4 et 7 de cet article sont désormais transférés dans des articles distincts. L'al. 4 devient l'art. 25*a*, al. 1, et l'al. 7 est déplacé à l'art. 25*c*.

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. Cette situation est réglementée explicitement dans le nouvel al. 25*a*, al. 2, avec la disposition correspondante concernant les installations participant au système de la prime de marché flottante (art. 30*a*^{novies}, al. 4). 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.

Pour tenir compte de cette évolution des coûts, le montant de base de la part variable des coûts inscrite à l'art. 26, al. 4, est abaissée de 30 %, 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.

Art. 29, al. 1 et 2

La formulation des al. 1 et 2 est adaptée à celle du nouvel art. 30*a*^{ter}.

Art. 30, al. 1, let. a

Le droit à la prime d'injection est déterminant et non pas le versement de cette prime. La formulation est adaptée à celle de l'art. 29, al. 1.

Chapitre 2*a* **Prime de marché flottante**

Section 1 **Dispositions générales**

Art. 30a Exigences générales

Comme les art. 10 et 11 de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'énergie (OEne ; RS 730.01) ne s'appliquent qu'aux producteurs d'énergie visés à l'art. 15 LEne, le nouvel art. 30*a* 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)*. Il ne s'agit pas, en l'espèce, d'agrandissements ou de rénovations notables pour lesquels une prime de marché flottante pourrait de nouveau être demandée, mais de modifications « non notables » exécutées ultérieurement dans une installation qui figure déjà dans le système de la prime de marché flottante.

La durée de rétribution d'une prime de marché flottante allouée n'est pas prolongée par un agrandissement ou une 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 celle-ci, les exploitants ont la garantie d'un taux de rétribution pendant une certaine durée de rétribution. Ce taux a été fixé en tenant compte des coûts de revient et d'un rendement approprié de l'installation de référence concernée. 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 lorsque de nouveaux investissements sont effectués dans une installation.

Art. 30a^{quinquies} Prix de marché de référence pour la prime de marché flottante

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 un prix pour les 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 compense 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)*.

Pour les grandes installations hydroélectriques contrôlables, le prix de marché de référence visé à l'art. 15 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. 2)*.

Le prix des garanties d'origine pour les installations photovoltaïques est calculé et fixé pour l'ensemble de l'année en cours sur la base des prix moyens de l'année précédente (*al. 3*). La majorité des installations photovoltaïques bénéficiant de la prime de marché flottante présentent une puissance inférieure à 3 MW : elles tombent donc dans le champ d'application de l'obligation de reprise et de rétribution incombant aux gestionnaires de réseau de distribution. Généralement, ces derniers reprennent aussi les garanties d'origine relatives à l'électricité injectée dans leur zone de desserte, raison pour laquelle les prix de celles-ci sont pris en compte pour les installations photovoltaïques dans le cadre de la prime de marché flottante. Les tarifs publiés par les gestionnaires de réseau servent de base à l'OFEN pour fixer le prix pour les garanties d'origine.

Il n'existe pas de données fiables concernant les prix suisses moyens des garanties d'origine pour l'énergie produite par les installations hydroélectriques, les installations de biomasse ou les installations éoliennes. Dans le domaine de l'hydraulique, les valeurs des dernières années sur les bourses européennes révèlent cependant une forte corrélation entre les prix du marché pour l'électricité et les prix du marché pour les garanties d'origine. Par conséquent, les prix des garanties d'origine pour les trois types d'installations précités sont calculés sur la base d'un pourcentage du prix de marché de référence visé à l'art. 15 LEne (*al. 4*).

Ce pourcentage est fixé à 5 % pour les installations hydroélectriques et à 10 % pour les installations de biomasse et les installations éoliennes (*al. 5*). Ce prix pour les garanties d'origine s'applique à toutes les installations hydroélectriques ; il est aussi valable pour les installations hydroélectriques contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, pour lesquelles le prix de marché de référence est calculé individuellement.

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. En revanche, il n'y a aucune réduction pour les exploitants d'installations hydroélectriques, car le taux de rétribution les concernant tient compte de l'assujettissement éventuel de l'installation à la TVA. Pour déterminer le taux de rétribution, les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation sont pris en considération hors TVA pour les installations hydroélectriques assujetties à cette dernière et avec la TVA pour les installations hydroélectriques qui n'y sont pas soumises (voir annexe 6.1, ch. 4.1.2.1 et 4.1.2.2).

Art. 30a^{septies} Durée de rétribution

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 parce qu'il n'a pas remis l'avis de mise en service dans le délai prescrit ou figure encore sur la liste d'attente, par exemple *(al. 1 et 2)*.

Art. 30a^{octies} Versement et restitution 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)* et les conséquences en cas de manquement à l'obligation de remise des informations nécessaires par l'exploitant *(al. 5)*, les mêmes règles que dans le système de rétribution de l'injection s'appliquent.

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. 30*a* 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 avec cette prime (*al. 6*).

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} Facturation de la part excédentaire

Si le prix de marché de référence est supérieur au taux de rétribution (art. 29*d,* 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, la part excédentaire est facturée chaque année *(al. 2)*, car la prime de marché flottante est également versée annuellement.

Le montant de la part excédentaire que les exploitants peuvent retenir, entre décembre et mars, en vertu de l'art. 29*d,* 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.

Art. 30a^{decies} Facturation du supplément d'électricité soutirée

Conformément à l'art. 4, al. 1, let. b, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEl ; 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. Par conséquent, la prime de marché flottante est facturée pour ce « soutirage d'électricité », à savoir lorsqu'une installation consomme davantage d'électricité sur le réseau qu'elle n'en injecte. Cela correspond à la réglementation en vigueur dans le système de rétribution de l'injection.

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. Le taux de rétribution en ct./kWh correspond aux coûts annuels par kWh de production supplémentaire *(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. 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. 29*e,* 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. Pour des questions de technique législative, les critères permettant de déterminer si un agrandissement ou une rénovation est notable sont déplacés dans cette disposition et l'art. 47 renvoie désormais au présent article.

Art. 30b^{ter} Moyens disponibles et dates de référence

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} Prise en compte en cas de moyens suffisants

Si les moyens attribués suffisent pour prendre en compte toutes les demandes déposées jusqu'à une date de référence, celles qui sont remises par la suite sont aussi prises en considération jusqu'à ce que les moyens attribués pour les deux années concernées soient épuisés.

Art. 30b^{quinquies} Ordre de prise en compte en cas de moyens insuffisants

Si les moyens attribués ne suffisent pas pour prendre en compte toutes les demandes déposées, les projets menant à la réalisation d'une nouvelle installation ou d'un agrandissement notable qui présentent le taux de rétribution probablement le plus bas sont pris en compte en premier. Pour une nouvelle

installation, le calcul du taux de rétribution tient compte de la capacité de stockage et pour un agrandissement, de la capacité de stockage supplémentaire par rapport à la production supplémentaire. Les projets présentant une capacité de stockage ont donc un taux de rétribution plus faible *(al. 1, let. a)*.

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. 1, let. b)*.

Les demandes qui ne peuvent pas être financées intégralement avec les moyens attribués ne sont pas prises en compte *(al. 2)*.

L'*al. 3* prévoit que les moyens redevenant disponibles après l'abandon d'un projet soient utilisés conformément à l'al. 1.

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 d'en remettre une nouvelle pour la date de référence suivante.

Art. 30b^sexies à 30b^undecies Procédure

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

Les art. 30*b*^sexies à 30*b*^undecies 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.

Lors du dépôt de la demande, les projets doivent être prêts à réaliser. C'est la raison pour laquelle un permis de construire exécutoire doit être joint à la demande (*art. 30b^sexies, al. 2*). En outre, celle-ci doit comprendre l'ensemble des données et des documents visés à l'annexe 6.1, ch. 2. Les documents à fournir diffèrent selon que la demande concerne une installation contrôlable d'une puissance supérieure à 3 MW ou une installation non contrôlable ou une installation contrôlable d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW. De plus, ces documents varient selon qu'il s'agit d'une installation nouvelle, d'un agrandissement ou d'une rénovation (*art. 30b^sexies, al. 3*). Dans le cadre de la procédure, 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*b*^septies). Pour cette communication, le montant probable est déterminé de manière approximative sur la base des documents remis.

Lorsque les conditions d'octroi sont remplies, que des moyens suffisants sont disponibles et que le droit d'option a été exercé en faveur de la prime de marché flottante, le montant probable du taux de rétribution est communiqué au requérant avec la garantie de principe (*art. 30b^octies*). Il s'agit d'un montant probable (let. a), car le taux de rétribution dépend de plusieurs paramètres (p. ex. coûts d'investissement) qui peuvent encore changer jusqu'à la décision (*art. 30b^undecies*). Les moyens nécessaires doivent être réservés pour tout projet auquel une garantie de principe a été accordée pour la prime de marché flottante. Des valeurs maximales doivent donc être fixées pour tous les paramètres qui sont pris en compte dans le calcul du taux de rétribution et qui ne changent pas pendant la durée de rétribution. L'OFEN définit ces valeurs maximales sur la base des informations figurant dans la demande. Ces valeurs ne peuvent pas être dépassées lors de la décision (*art. 30b^undecies*). L'OFEN fixe les coûts d'investissement maximaux imputables, les coûts d'exploitation maximaux imputables et les redevances versées à la collectivité publique indépendamment du prix de l'électricité maximales imputables. Par redevances versées à la collectivité publique indépendamment du prix de l'électricité, on entend les redevances ou les prestations fixées dans la concession et versées aux collectivités publiques concédantes (en général, les communes). Ces redevances et prestations peuvent dépendre

du prix de l'électricité (p. ex. énergie gratuite ou préférentielle) ou en être indépendantes (p. ex. déblaiement de la neige, entretien des routes ou tunnels ou ouvrages uniques à construire tels qu'un pont). Celles qui dépendent du prix de l'électricité peuvent fluctuer pendant la durée de rétribution et doivent donc pouvoir être adaptées. Elles ne sont donc fixées ni dans la garantie de principe ni dans la décision. En revanche, si les redevances et les prestations sont indépendantes du prix de l'électricité, elles ne changent pas pendant la durée de rétribution et peuvent dès lors être définies dans la garantie de principe et dans la décision. Un montant maximum est également indiqué dans la garantie de principe pour les redevances et les prestations versées à la collectivité. La valeur définitive fixée dans la décision (*art. 30b*^{undecies}) ne peut pas excéder la valeur maximale (let. b). Il convient d'opérer une distinction entre les redevances et les prestations versées à la collectivité qui sont mentionnées ici et celles qui figurent à l'art. 6, al. 3, LApEl.

La prime de marché flottante correspond à la différence entre le taux de rétribution et le prix de marché de référence. Elle est accordée pour la production supplémentaire annuelle, c'est-à-dire la production nette totale ou une partie de celle-ci. La part probable de la production nette au titre de laquelle est octroyée la prime de marché flottante est fixée dans la garantie de principe (let. c). Présenté à l'annexe 6.1, ch. 4.3, le calcul de la production supplémentaire annuelle dépend du type d'installation (installation contrôlable d'une puissance supérieure à 3 MW, installation non contrôlable ou installation d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW, nouvelle installation, agrandissement ou rénovation).

Les délais de début des travaux et de mise en service sont également définis dans la garantie de principe (let. d et e).

Le requérant doit remettre à l'OFEN un avis de mise en service au plus tard un mois après la mise en service de l'installation. Cet avis doit comprendre au moins la date de mise en service, le procès-verbal de reprise et les éventuelles modifications par rapport aux informations figurant dans la demande (art. 30*b*^{decies}).

Si les conditions d'octroi (voir aussi l'art. 29*a* LEne) sont également remplies après la mise en service, l'OFEN statue par voie de décision (*art. 30b*^{undecies}) sur l'entrée dans le système de la prime de marché flottante (let. a). La part de la production nette au titre de laquelle est octroyée la prime de marché flottante est elle aussi fixée dans la décision (let. b). De plus, le montant des coûts d'investissement imputables est défini dans la décision, mais il ne peut pas excéder le montant maximal figurant dans la garantie de principe (let. c). Si les autres paramètres nécessaires au calcul du taux de rétribution ont changé par rapport à la garantie de principe, ils sont fixés de nouveau dans la décision (let. d). Cela concerne en particulier les coûts d'exploitation ainsi que les redevances et prestations versées à la collectivité, lorsqu'ils sont inférieurs aux valeurs maximales définies dans la garantie de principe.

Lorsque les conditions d'octroi ne sont pas toutes remplies, que le délai de mise en service n'est pas respecté ou que l'emplacement de l'installation ne correspond pas à celui indiqué dans la demande, l'OFEN révoque la garantie de principe et rejette la demande de participation au système de la prime de marché flottante (*art. 30b*^{undecies}*, al. 2*).

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, raison pour laquelle l'*al. 2* énonce désormais les conditions qu'une installation doit remplir pour avoir droit aux bonus. Le bonus pour les grandes installations photovoltaïques sises sur des aires de stationnement permanentes non couvertes avant la mise en place de ces installations vient s'ajouter aux bonus existants. Les art. 38 et 38*a* renvoient

désormais à l'art. 30*c*, al. 2. Lorsque les conditions d'octroi sont remplies, le montant des bonus fixé à l'*al. 4* est ajouté au taux indiqué dans l'offre.

L'al. 5 précise qu'une mise aux enchères spéciale peut être réalisée séparément pour les installations photovoltaïques devant être construites en dehors des zones à bâtir et remplissant certains critères supplémentaires.

*Art. 30c^bis^ et 30c^ter^* Compétences et conditions de participation

Les compétences et conditions de participation concernant les enchères pour la prime de marché flottante étant réglées de la même manière que dans le cas des enchères pour la rétribution unique, le contenu des art. 46*a* et 46*b* figure dorénavant à l'art. 30*c*^bis^.

Un émolument de participation de 300 francs devra désormais être versé avant l'expiration du délai de dépôt des offres dans le cadre d'enchères portant sur la rétribution unique *(art.* 30*c*^ter^*, 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 lors du dépôt et de l'évaluation des offres.

En outre, un délai de carence de cinq ans *(art.* 30*c*^ter^*, al. 4)* sert à éviter que des projets ayant obtenu une adjudication soient proposés à nouveau dans le cadre d'une enchère ultérieure dans l'espoir d'obtenir une adjudication pour une offre plus chère.

*Art. 30c^quater^ 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. 30*c*^quater^ à 30*c*^sexies^ de manière analogue à la procédure de mise aux enchères pour la rétribution unique (voir art. 46*c* ss).

La seule différence est que les offres relatives à la prime de marché flottante se font ici sous forme de taux de rétribution en centimes par kilowattheure (art. 30*c*^quater^, al. 2, let. b). Comme le législateur n'a pas octroyé au Conseil fédéral la possibilité de prévoir une sûreté ou une sanction dans le cadre de la mise aux enchères concernant ce type de prime, aucune sûreté ne doit être versée. La présente modification de l'ordonnance abroge également le paiement d'une sûreté pour la rétribution unique. Les deux procédures d'enchères se déroulent ainsi de manière similaire et peuvent être exécutées aussi efficacement que possible.

*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. 46*h*.

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. 30*d*^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 minimales concernant l'examen des conditions de vent sont réglées à l'annexe 2.4, ch. 2.

Les exigences relatives à la demande sont définies à l'annexe 6.2 *(al. 3)*.

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

Les art. 30*d*^sexies à 30*d*^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 Exigences minimales

L'art. 30*e*, al. 1, renvoie aux exigences minimales spécifiques aux installations de biomasse, qui figurent à l'annexe 6.3, ch. 2.

L'al. 2 correspond à l'art. 69, al. 2, qui régit les contributions d'investissement allouées pour les installations de biomasse. Il veille à ce que la production d'électricité soit conservée lorsque ces installations font l'objet d'une rénovation notable.

Art. 30e^bis 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, le calcul pour les différentes catégories et classes de puissance ainsi que les exigences minimales spécifiques aux installations de biomasse figurent à l'annexe 6.3 *(al. 2)*.

En cas d'agrandissement ou de rénovation notables, le taux de rétribution est réduit à 75 %, 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^ter Agrandissement ou rénovation notables

Dans le système de la prime de marché flottante, le caractère notable d'un agrandissement ou d'une rénovation est déterminé de la même manière que dans celui des contributions d'investissement. Pour des questions de technique législative, le caractère notable des installations qui ont droit à une prime

de marché flottante (centrales électriques à bois et installations de biogaz) est réglementé à l'art. 30*e*ter. Un renvoi vers cet article figure désormais à l'art. 68 pour déterminer le caractère notable dans ces catégories.

Les grandes installations ne pouvant pratiquement pas atteindre une production supplémentaire de 25 %, les critères applicables aux centrales électriques à bois et aux installations de biogaz ont été élargis : désormais, une hausse de la production d'électricité d'au moins 500 000 kWh par an, soit l'équivalent de la production annuelle d'une installation de taille moyenne, suffit pour que l'agrandissement ou la rénovation soient réputés notables. L'accroissement de la production d'électricité est déterminé à l'aide des heures de pleine charge équivalentes pour tenir compte des fluctuations de la production et pouvoir également définir l'impact de l'agrandissement, même en cas de modification simultanée de l'exploitation. Concernant cet accroissement, les cinq dernières années complètes d'exploitation précédant la mise en service de l'agrandissement servent de période de comparaison.

La limite servant à définir le caractère notable d'une rénovation pour les installations de biogaz et les centrales électriques à bois passe de 100 000 à 200 000 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. 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. Les coûts d'une nouvelle installation de référence sont calculés à l'aide des taux utilisés pour déterminer les contributions d'investissement selon l'annexe 2.3 : la contribution d'investissement théorique est multipliée par 2, car la contribution d'investissement est fixée de façon à couvrir 50 % des coûts imputables d'une installation de référence *(let. b)*.

*Art. 30e*quinquies 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. 30e*sexies *et 30e*septies 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*e*quinquies.

*Art. 30e*octies *à 30e*undecies Procédure

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

Les art. 30*e*octies à 30*e*undecies 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 ou une rénovation notables, 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 (art. 30*e*^{undecies}, al. 2). Après trois années civiles complètes d'exploitation d'une installation agrandie notablement, cette part est recalculée sur la base des valeurs effectives et fixée définitivement pour toute la durée de rétribution (art. 30*e*^{undecies}, al. 3). En cas de rénovation notable, tous les documents nécessaires pour justifier les coûts effectifs imputables doivent être mis à la disposition de l'organe d'exécution. Dès réception de ces documents, la part est recalculée et fixée définitivement pour toute la durée de rétribution (art. 30*e*^{undecies}, al. 4).

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 projet. Un responsable de projet peut opter pour la prime de marché flottante après réception d'une contribution pour les études de projet ; il doit alors rembourser cette dernière.

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 désormais également fixée à 20 ans. Il n'est apporté aucun autre changement matériel à l'art. 33.

Art. 34, titre et al. 1 et 1bis

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 3*a* Contribution 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

Une étude préliminaire comprenant une description du projet doit être remise pour pouvoir demander une contribution pour les études de projet. Dans la plupart des cas, le nombre d'installations éoliennes d'un projet diminue au cours de la phase de planification. Par conséquent, la contribution pour les études de projet n'est pas versée par installation, mais par projet, conformément à l'étude préliminaire fournie. En outre, les coûts de planification ne progressent généralement pas de manière linéaire avec le nombre d'installations éoliennes. La contribution pour les études de projet se rapporte donc à toutes les installations d'un projet, à non à chacune d'entre elles *(al. 1)*.

Conformément à l'*al. 2,* la contribution pour les études de projet concernant un projet d'énergie éolienne est limitée à 1 000 000 francs maximum. Ce montant correspond à environ 40 % des coûts de planification d'un projet de parc éolien de taille moyenne en Suisse comprenant entre trois et cinq installations éoliennes. Cette limite 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 vraisemblablement la production d'électricité supplémentaire 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. 9*a*, al. 3, LApEl sont toujours prioritaires *(al. 3)*.

Art. 35d et 35e Liste d'attente et réduction de la liste d'attente

La réduction de la liste d'attente s'effectue dans l'ordre établi à l'art. 35*c* (art. 35*e*, al. 2).

Section 3 Procédure de demande

Art. 35f à 35l

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

De manière analogue aux contributions d'investissement, les demandes concernant les contributions pour les études de projet d'installations géothermiques ne peuvent être déposées que si une mise en valeur a été réalisée au préalable (art. 35*f*, 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. 35*g*). 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 ensuite être déposé chaque année auprès de l'OFEN (art. 35*h*). Enfin, celui-ci doit être informé en cas d'abandon d'une étude de projet (art. 35*i*) ou d'entrée en force d'un permis de construire (art. 35*j*).

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

Section 4 Coûts d'étude de projet imputables

Art. 35m

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 de 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^bis^ à 1^quater^ et 3, et art. 38a, al. 4 à 6

Les bonus sont désormais réglementés à l'art. 30*c*, al. 2. Les art. 38 et 38*a* renvoient donc dorénavant à ce dernier.

Le montant des bonus est défini à l'annexe 2.1, ch. 2.7. Le nouveau bonus pour les places de stationnement est fixé à 250 francs par kW à l'annexe 2.1, ch. 2.7.4.

Les art. 38, al. 1^ter^, et 38*a*, al. 6, précisent que les bonus sont accordés uniquement pour les parties d'une installation qui respectent les conditions supplémentaires fixées pour elles.

Pour les grandes installations photovoltaïques intégrées, seuls les taux pour les installations ajoutées et les installations isolées étaient déterminants dans toutes les classes de puissance depuis 2013. Pour les installations mises en service à partir du 1^er^ avril 2025, le taux pour les installations intégrées sera à nouveau applicable pour la part de la puissance inférieure à 100 kW selon une pondération établie sur la base des classes de puissance inférieures à100 kW. L'art. 38, al. 3, énonce dès lors que la restriction vaut uniquement pour les installations mises en service entre le 1^er^ janvier 2013 et le 31 mars 2025.

Art. 46a et 46b

Pour des questions de technique législative, les compétences et les conditions de participation sont désormais réglementées aux art. *30c*^bis^ et 30*c*^ter^, de sorte que l'art. 46*a* ne renvoie plus qu'à ces dispositions et l'art. 46*b* est abrogé.

Art. 46c et 46e à 46g

L'art. 46*c*, al. 1, est légèrement reformulé pour indiquer clairement que les données et les documents à fournir avec l'offre font partie intégrante des conditions de la mise aux enchères. L'art. 46*c*, al. 2, let. a, précise lui aussi de manière explicite qu'une adjudication est octroyée uniquement lorsque toutes les conditions de la mise aux enchères et les conditions de participation sont respectées.

De plus, sa let. d, qui prévoyait le dépôt d'une sûreté, est abrogée. Le législateur n'ayant pas habilité le Conseil fédéral à prévoir des sûretés ou des sanctions dans le cadre de la prime de marché flottante, on renonce également au dépôt d'une sûreté dans le cas des mises aux enchères concernant la rétribution unique. Les art. 46*e* à 46*g* sont donc adaptés en conséquence.

Art. 47 Agrandissement ou rénovation notables

Les critères relatifs au caractère notable étant dorénavant réglementés à l'art. 30*b*^bis^, l'art. 47 renvoie à présent à cette disposition.

Art. 51 Moyens disponibles et dates de référence

Les dates de référence 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). De plus, la formulation et la structure ont été adaptées au nouvel art.30*b*^ter^.

Art. 55 Avis de mise en service

L'avis de mise en service étant dorénavant réglementé à l'art. 30*b*^decies^, al. 1 et 2, l'art. 55 renvoie à présent à cette disposition.

Art. 62, al. 1, let. c

Pour les installations d'exploitation accessoire, seuls sont imputables les coûts d'investissement (supplémentaires) qui servent à la production d'électricité et sont occasionnés après la garantie de principe pour une contribution d'investissement ou après l'autorisation de début anticipé des travaux.

Art. 67

Les catégories étant désormais réglementées au chapitre 1 (art. 7*a*), l'art. 67 est abrogé.

Art. 68 Agrandissement ou rénovation notables

Les critères relatifs au caractère notable d'un agrandissement ou d'une rénovation des installations de biogaz et des centrales électriques à bois étant dorénavant réglementés à l'art. 30*e*ter, l'art. 68, al. 1, renvoie à présent à cette disposition.

Les al. 2 et 3 ne régissent plus que le caractère notable d'un agrandissement ou d'une rénovation des autres installations de biomasse.

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 a rendu superflue la contribution d'investissement maximale par kW de puissance électrique équivalente, qui est entrée en vigueur le 1er juillet 2024. La contribution maximale allouée pour les installations de biogaz est relevée à 12 millions de francs, car sinon la contribution d'investissement allouée pour les installations relevant de l'industrie ou des arts et métiers serait inintéressante.

Section 4*a* 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 désormais 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. 80*a,* 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. 80*a* à 80*f* 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 5*a* Critères de mesure pour les installations de biogaz, les centrales électriques à bois et les installations au gaz d'épuration

Art. 84 Part de la puissance de l'installation pour laquelle une contribution d'investissement est accordée en cas d'agrandissement ou de 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. 30*e*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 75 % 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.

Étant donné que les agrandissements notables peuvent être très différents les uns des autres et que le seuil de 500 000 kWh par an en heures de pleine charge équivalentes peut être atteint assez rapidement, en particulier dans les grandes installations, les contributions d'investissement sont limitées au plus à 60 % des coûts effectifs imputables.

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. 87*d,* al. 1).

Par ailleurs, les art. 87*c* à 87*k* 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.

Toutefois, l'art. 87*g* prévoit désormais une mise à jour de la garantie de principe après la remise de l'avis d'avancement du projet. Dans le cas des installations éoliennes, la demande de contribution d'investissement peut être déposée bien avant que le projet soit prêt à être réalisé. La garantie de principe est alors décidée sur la base de la puissance initialement prévue. Comme cette puissance a souvent tendance à diminuer au cours de la planification, par exemple parce qu'un nombre plus faible de turbines peut être érigé dans un parc éolien, il est opportun de mettre à jour la garantie de principe lorsque l'avis d'avancement du projet a été remis. En effet, les différentes tranches de la contribution d'investissement sont versées en fonction du montant maximal fixé à ce moment-là. Si ce montant n'était pas actualisé, on s'appuierait dans de nombreux cas sur une puissance excessive de l'installation et le premier versement serait trop élevé.

Compte tenu du passage au principe des installations de référence, on peut renoncer à l'avis de fin des travaux qui figurait précédemment à l'art. 87*g*, car seule la puissance effectivement installée est désormais déterminante pour le calcul définitif de la contribution d'investissement et les coûts d'investissement effectifs ne jouent plus aucun rôle.

Art. 87l et 87m

Les art. 87*l* et 87*m* sont abrogés, les règles qu'ils contiennent n'étant plus nécessaires en raison du principe des installations de référence.

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.

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 0,15 ct./kWh s'applique uniformément pour les coûts de gestion d'entreprise et de gestion de centrale. Par conséquent, les prestations de services globales sont prises en compte à hauteur de 0,40 ct./kWh pour les centrales au fil de l'eau et de 0,55 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. 96j, al. 1, let. a, et 2

Le droit à la contribution aux coûts d'exploitation est déterminant, pas le versement éventuel de cette contribution. La formulation est adaptée à celle de l'art. 30, al. 1, let. a.

L'al. 2 est adapté à la disposition sur la sortie du système de rétribution de l'injection (art. 30, al. 2).

Art. 98, al. 1, phrase introductive, et 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 Disposition transitoire relative à la modification du ...

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 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.

Les modifications apportées aux art. 89 et 90 dans le cadre de la présente révision, et qui concernent la prime de marché pour l'électricité issue des grandes installations hydroélectriques existantes, ne changent pas en soi le système de la prime de marché. Seuls les coûts et les recettes déterminants pour le calcul de la prime de marché sont désormais définis plus précisément, puisque davantage de postes qui s'équilibrent à peu près sont pris en compte des deux côtés du bilan. L'approche simplifiée en vigueur sous-estimait parfois les recettes, de sorte que les primes de marché avaient alors tendance à être trop élevées. Afin de corriger la situation le plus rapidement possible, l'art. 108*b*, al. 3, dispose que la méthode de calcul plus précise s'applique dès 2025, c'est-à-dire aux demandes de primes de marché pour l'année civile 2024 ou l'année hydrologique 2023/2024 (d'octobre 2023 à septembre 2024) en raison de la procédure ex-post de cette prime. Les recettes générées par la réserve d'hiver (art. 89, al. 1, let. b) sont prises en compte conformément aux dispositions de l'ordonnance du 25 janvier 2023 sur une réserve d'hiver (OIRH ; RS 734.722) qui s'appliquent à l'année pour laquelle une prime de marché est demandée.

7. Commentaire des annexes

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

Le ch. 4.3, let. d, est modifié uniquement 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

Pour les grandes installations photovoltaïques intégrées, seuls les taux pour les installations ajoutées et les installations isolées étaient déterminants dans toutes les classes de puissance depuis 2013. Pour les installations mises en service à partir du 1er avril 2025, le taux pour les installations intégrées sera à nouveau applicable pour la part de la puissance inférieure à 100 kW selon une pondération établie sur la base des classes de puissance inférieures à 100 kW. Par conséquent, la seconde phrase du ch. 2.5 est de nouveau abrogée. Cette réglementation figurait également à l'art. 38, al. 3. Elle est conservée, mais la restriction ne s'applique plus qu'aux installations mises en service entre le 1er janvier 2013 et le 31 mars 2025.

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. 30*c*, al. 2, let. d) 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 1er avril 2025 figurent désormais 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. Les données techniques exigées sont provisoires : elles peuvent changer au cours de l'étude de projet. Le titre du ch. 2 en vigueur reprend aussi la mention du nouvel instrument 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.

Les exigences énergétiques minimales concernant les installations de combustion de bois sont déplacées ici (ch. 3.2) depuis l'annexe 1.5 pour une meilleure lisibilité. Elles sont étendues sur le fond pour tenir compte de la production de charbon végétal et d'autres produits tels que l'hydrogène, qui englobent une partie de la teneur énergétique du bois. Cette dernière est prise en considération sous la forme d'un taux d'utilisation propre des produits. Le graphique est remplacé par les formules correspondantes et certains termes sont uniformisés. Les exigences demeurent cependant inchangées et continuent de pondérer davantage la production d'électricité que la chaleur, et incluent désormais les produits.

Le taux d'utilisation des produits concerne uniquement les produits prévus, pas les « sous-produits » qui ne peuvent être évités dans une installation. Il faut donc que ces produits soient fabriqués de manière ciblée, représentent une part positive du modèle d'affaires de l'installation et soient revendus ou réutilisés en tant que tels. Les exigences ne sont pas modifiées sur le fond pour les installations qui ne produisent pas de charbon végétal ou d'autres combustibles ou produits similaires.

Un délai transitoire concernant le respect des exigences énergétiques minimales est accordé lorsqu'un réseau de chaleur à distance ou un autre dispositif d'exploitation de chaleur est encore en cours de construction. 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.

Le ch. 7.1.1.2 précise que l'utilisation de substrats très énergétiques non disponibles localement n'est pas prise en compte pour déterminer la puissance équivalente. On évite ainsi que des substrats comme la glycérine soient ajoutés pendant la période sous revue pour augmenter l'encouragement. Dans ce cas également, l'installation doit être exploitée pendant 10 ans de la façon dont cela est présenté dans la demande. Le marché de la glycérine, notamment, est très volatil et l'utilisation de cette dernière ne saurait être garantie pendant plus de 10 ans.

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 4 Calcul des coûts non couverts

Ch. 2.2

Pour le calcul des coûts non couverts, l'expression « impôts directs » est remplacée par « impôt sur le bénéfice calculé » au ch. 2.2. Cela ne modifie en rien le calcul proprement dit. Comme auparavant, l'impôt sur le bénéfice est pris en compte, car il s'agit d'un flux financier. Étant donné que des impôts non effectivement acquittés peuvent être pris en considération, ils sont calculés avec un taux d'imposition moyen des bénéfices en Suisse. Plus précise que le terme « impôts directs » utilisé jusqu'à présent, l'expression « impôt sur le bénéfice calculé » décrit mieux la procédure.

Ch. 3.1

Lors du calcul des coûts non couverts des grandes installations photovoltaïques visées à l'art. 71*a* LEne, l'impôt sur le bénéfice est considéré comme une sortie de liquidités imputable, comme pour la force hydraulique. Cette précision a été oubliée lors de l'ajout du ch. 3 ; la situation est corrigée grâce à la let. c^{bis}. L'expression « impôt sur le bénéfice calculé » est également utilisée ici, car elle décrit plus précisément le processus que le terme « impôts directs ».

La let. d est elle aussi modifiée. Désormais, les coûts dûment attestés pour un suivi scientifique de l'installation peuvent être pris en compte, dans le calcul des coûts non couverts, en tant que sorties de liquidités imputables jusqu'à concurrence de 5 % au maximum des coûts d'investissement imputables ou de 1 million de francs au maximum. La Suisse fait largement office de pionnière avec la construction d'installations photovoltaïques alpines, mais elle manque d'expérience quant à l'impact de ces dernières sur la nature et l'environnement ainsi qu'en relation avec certains aspects techniques, tels que les amoncellements de neige et la fiabilité des prévisions de recettes. Ces études peuvent nécessiter des moyens considérables, en particulier si elles s'étendent sur plusieurs années. Cette augmentation crée

une incitation supplémentaire pour le suivi scientifique de ces projets. Le fait que les résultats obtenus soient librement accessibles au public sous une forme adéquate reste une condition à l'imputabilité.

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.

Les exigences énergétiques minimales des centrales électriques à bois se réfèrent désormais aux exigences visées à l'annexe 2.3. Elles sont étendues sur le fond pour tenir compte de la production de charbon végétal et d'autres produits comme l'hydrogène (voir les commentaires précédents). Les mêmes dispositions transitoires que pour la contribution d'investissement s'appliquent aux nouvelles installations, aux agrandissements notables et aux rénovations notables lorsqu'un réseau thermique ou un autre dispositif d'exploitation de chaleur est construit en même temps.

Une solution transitoire est dorénavant mise en place pour les installations qui ne bénéficieront plus du financement des frais supplémentaires. Les installations quittant la RPC devraient déjà respecter les exigences énergétiques minimales ou être en mesure de le faire grâce à une exploitation en mode « chaleur ». Une solution transitoire n'est donc pas nécessaire dans leur cas.

Le renvoi figurant au *ch. 3.1.1* est modifié, car un bonus pour l'utilisation de la chaleur est mis en place.

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*. Leur taux est ajusté, et les bonus sont légèrement augmentés. L'effet incitatif devrait ainsi être renforcé, en particulier pour les centrales électriques à bois, afin que les ressources soient utilisées là où cela est judicieux et efficace. À l'avenir, il pourrait être nécessaire d'accentuer encore cet effet, notamment si les quantités disponibles d'agents énergétiques sont déjà utilisées en grande partie ou si leur acquisition requiert des distances de transport importantes.

Le *ch. 3.3* réglemente le bonus pour les centrales électriques à bois, qui est désormais accordé uniquement 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*). Dans le même temps, ce bonus est augmenté pour compenser les contributions de base plus faibles. Son montant est déterminé par un calcul de référence basé sur une installation efficace exploitée en mode « chaleur ».

Le taux du bonus pour la biomasse issue de l'agriculture contenant au plus 20 % de cosubstrats est fixé au *ch. 3.4.3*. Il est sensiblement relevé pour tenir compte de la hausse des coûts d'exploitation des installations de biogaz.

Le *ch. 3.6* introduit un bonus pour l'utilisation de la chaleur. Celui-ci peut bénéficier à toutes les installations de biogaz qui remplissent les conditions relatives à l'utilisation de la chaleur, c'est-à-dire tant aux installations qui n'avaient droit jusqu'à présent qu'à la contribution de base (installations de biogaz relevant de l'industrie ou des arts et métiers) qu'aux installations agricoles. Les installations qui utilisent au plus 20 % de cosubstrats doivent valoriser une part plus faible de la chaleur nette que les installations qui recourent à davantage de cosubstrats. La production de chaleur nette correspond à la chaleur produite par l'installation (production brute), moins la chaleur utilisée par l'installation (alimentation auxiliaire), conformément aux notions de production nette et de production brute pour l'électricité (art. 11, al. 2, OEne). On entend par chaleur utilisée en externe la chaleur employée en dehors de l'installation de biogaz. Les utilisations factices telles que le chauffage d'un jacuzzi ou d'une piscine privée ne sont pas prises en compte dans la chaleur utilisée en externe. Ce nouveau bonus vise à attirer davantage l'attention sur l'utilisation de la chaleur et, partant, à renforcer l'exploitation de toute l'énergie produite.

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 la même que celle s'appliquant à celles qui sont éligibles pour une contribution 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, il correspond au 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 du capital, des coûts d'exploitation, des redevances et des prestations dues à la collectivité ainsi que des coûts d'électricité pour les pompes.

- Les coûts du capital qui sont justifiés par les investissements et imputables sont calculés par annuité au niveau des composantes en tenant compte de leurs durées d'utilisation standardisées selon l'annexe 2.2, ch. 3, et d'un coût moyen pondéré du capital (WACC[5]) spécifique à la technologie *(let. a).* L'imputabilité des coûts d'investissement se fonde sur l'art. 61 OEneR. 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. Pour les exploitants assujettis à la TVA, les coûts d'investissement sont considérés hors TVA, car ces exploitants peuvent la déduire comme impôt préalable. Pour les exploitants non assujettis à la TVA, les coûts d'investissement sont en revanche pris en considération avec la TVA, car ces exploitants ne peuvent pas déduire l'impôt préalable.
- 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 pour les nouvelles installations et les agrandissements. Dans le cas d'un agrandissement, les coûts d'exploitation supplémentaires dépendent du projet d'investissement. Dans le cas d'une rénovation, les coûts d'exploitation avant celle-ci sont pris en compte proportionnellement. Pour les grandes installations contrôlables, la part correspondante équivaut au rapport entre les recettes supplémentaires et les recettes totales. Pour les installations non contrôlables et les petites installations, elle est égale au rapport entre la production supplémentaire et la production nette après la rénovation. Pour les grandes centrales hydroélectriques, les coûts d'exploitation sont généralement nettement inférieurs à 2 % des coûts d'investissement imputables. Le requérant

[5] Weighted Average Cost of Capital

est tenu de présenter les coûts d'exploitation annuels dans les documents de la demande *(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 branche[6]. 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)*.
- Les redevances et les prestations dues à la collectivité publique sont déterminées de manière spécifique au projet. Si celui-ci modifie la puissance mécanique brute existante, l'effet[7] 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. Il convient de noter que 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 dues à la collectivité sont prises en compte proportionnellement. Pour les grandes installations contrôlables, la part correspondante équivaut au rapport entre les recettes supplémentaires et les recettes totales. Pour les installations non contrôlables et les petites installations, elle est égale au rapport entre la production supplémentaire et la production nette après 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'indiquer les redevances et les prestations dues à la collectivité *(let. d)*.
- L'impôt sur le bénéfice fait partie des coûts de revient et doit donc être pris en compte. Toutefois, seul l'impôt calculé avec un taux d'imposition moyen en Suisse est considéré, pas l'impôt sur le bénéficie effectivement acquitté. C'est la raison pour laquelle l'expression « impôt sur le bénéfice calculé » est utilisée (let. e).
- Les coûts d'électricité pour les pompes (pompes d'alimentation ou les pompes servant au pompage-turbinage pur) sont pris en compte. Le montant de cette électricité est calculé à l'aide des prix sur le marché *day-ahead* pour la zone de prix Suisse. Pour ce faire, on utilise un profil horaire ou des valeurs mensuelles.

Les coûts annuels par demande ainsi déterminés restent constants sur la durée de rétribution, à quatre exceptions près qui figurent au ch. 4.1.3. Des adaptations sont effectuées si la redevance hydraulique cantonale maximale change et, dans le cas d'une installation nécessitant l'achat annuel d'électricité pour les pompes d'alimentation, si le WACC en vigueur pour calculer les coûts du capital est modifié, si des redevances ou prestations variables ou dépendantes du prix de l'électricité sont dues à la collectivité publique ou si le taux d'imposition moyen des bénéfices en Suisse change. Même si les coûts annuels ne changent pas, le taux de rétribution en ct./kWh qui en résulte varie chaque année, car il est déterminé en divisant les coûts annuels par la production supplémentaire découlant de l'investissement, qui change elle aussi d'une année à l'autre.

Ch. 4.2 Recettes annuelles

Pour toutes les installations non contrôlables et pour les installations contrôlables d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW, les recettes du marché[8] sont déterminées en multipliant la production supplémentaire résultant de l'investissement et le 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

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

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

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

horaires du marché *spot* conformément à l'art. 15 OEneR) 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 installations hydroélectriques contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW, 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).

Le ch. 4.2.2 indique les différents postes pris en compte pour les recettes annuelles des installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW. Ces postes sont calculés comme suit :

Ch. 4.2.3 : le négoce sur le marché *day-ahead* constitue la principale source de revenus des centrales hydroélectriques. Pour déterminer les recettes sur le marché *day-ahead*, le profil de production horaire établi avec un logiciel d'optimisation de l'utilisation des centrales est évalué avec les prix horaires de ce marché. En cas d'agrandissement notable, l'installation est modélisée tant avant qu'après l'agrandissement, les recettes issues de ce dernier correspondant à la différence. En l'espèce, il est important de tenir compte de toutes les recettes qui peuvent être réalisées au sein et en dehors de l'installation. On considère donc toujours le complexe de la centrale dans son ensemble. En cas de rénovation notable, on tient compte de la différence entre l'installation rénovée et ses parties non rénovées.

Ch. 4.2.4 : pour calculer les recettes ou les coûts de couverture des marchés à terme, on part du principe, au vu de l'inexactitude des prévisions, que 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 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), 50 % par des centrales à accumulation et 40 % par des centrales à pompage-turbinage et 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. Les différents produits de services-système (puissance de réglage primaire [PRP], puissance de réglage secondaire [PRS], puissance de réglage tertiaire [PRT]) sont pris en compte uniquement pour les types de centrales pour lesquels une participation est judicieuse parce que les coûts d'opportunité sont au moins compensés par les recettes du marché. 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 déterminées sur la base d'une évaluation tenant compte des garanties d'origine prises en considération et du prix pour les garanties d'origine décrit à l'art. 30*a*^{quinquies}, al. 4 et 5.

Ch. 4.2.7: la réserve hydroélectrique visée à l'art. 8*a* LApEl 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'OEneR. 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 qu'une indemnité forfaitaire calculée par la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) leur sera versée.

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 nette 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 utilisable. 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, la production supplémentaire résultant de l'investissement est calculée comme suit dans le cas d'un agrandissement notable d'installations contrôlables d'une puissance supérieure à 3 MW : il faut multiplier la production annuelle nette 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 la part de la 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 manquerait.

Dans le cas d'un agrandissement 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 correspond à la production annuelle nette après déduction de la production nette moyenne avant l'agrandissement. Pour déterminer cette dernière, le requérant doit indiquer dans la demande la production nette moyenne pendant les cinq années précédant celle de la demande. La part correspondante dans la production annuelle nette est fixée au moment de la garantie de principe. Là aussi, dans le cas d'une rénovation notable, l'élément déterminant est la part de la production existante que l'investissement consacré à la rénovation permet de maintenir. Pour calculer la production supplémentaire, la production nette de l'installation rénovée est comparée à la production nette des parties non rénovées de l'installation. On part donc du principe que les parties rénovées de l'installation n'étaient plus opérationnelles avant la rénovation. On utilise le rapport entre la production supplémentaire ainsi obtenue et la production nette de l'installation après la rénovation pour déterminer la production supplémentaire annuelle. Ce rapport est défini dans la garantie de principe pour les cinq premières années d'exploitation, sur la base des indications figurant dans la demande. Il est ensuite

vérifié et, si nécessaire, adapté sur la base de la production nette effective pendant les cinq premières années d'exploitation. La production supplémentaire nécessaire au calcul de la prime de marché flottante peut changer d'année en année en fonction de la production nette annuelle de l'installation après l'investissement.

Ch. 5

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

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. 2.1.4 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 :

Les exigences énergétiques minimales concernant les installations de combustion de bois se rapportent aux exigences décrites à l'annexe 2.3. Pour les centrales électriques à bois et le bois en tant que combustible en quantités limitées, le principe des installations de référence permet de prendre comme référence la « technologie la plus efficace ». En l'espèce, le terme « efficace » recouvre les trois notions suivantes : valorisation économique du bois en tant qu'agent énergétique, degré d'utilisation du bois aussi élevé que possible et utilisation du bois la plus efficace possible par rapport au besoin de chaleur et d'électricité en Suisse.

En d'autres termes, l'installation doit être avantageuse et devrait présenter un degré d'efficacité élevé et produire surtout pendant le semestre d'hiver. Si le bonus pour les centrales électriques à bois était versé toute l'année, la chaleur et l'électricité ne seraient pas disponibles au moment optimum ou des « rendements excessifs » seraient réalisés. Le taux de la contribution de base est ajusté et les bonus sont légèrement augmentés pour illustrer l'exploitation en mode « chaleur » de l'installation de référence. Par conséquent, 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 n'est désormais versé que pour l'électricité injectée 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. L'effet incitatif devrait ainsi être renforcé, en particulier pour les centrales électriques à bois, afin que les ressources soient utilisées là où cela est judicieux et efficace (comme pour la contribution aux coûts d'exploitation visée à l'annexe 5). À l'avenir, il pourrait être nécessaire d'accentuer encore cet effet, notamment si les quantités disponibles d'agents énergétiques sont déjà utilisées en grande partie ou si leur acquisition requiert des distances de transport importantes.

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 continuent de prévoir 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'à présent.

Le bonus pour l'utilisation de la chaleur peut bénéficier à toutes les installations de biogaz qui remplissent les conditions relatives à cette utilisation *(ch. 3.5)*, c'est-à-dire tant aux installations qui n'avaient droit jusqu'à présent qu'à la contribution de base dans le système de la rétribution de l'injection (installations de biogaz relevant de l'industrie ou des arts et métiers) qu'aux installations agricoles. Les installations qui utilisent au plus 10 % de cosubstrats doivent valoriser une part plus faible de la chaleur nette que les installations qui recourent à davantage de cosubstrats. La production de chaleur nette correspond à la chaleur produite par l'installation (production brute), moins la chaleur utilisée par l'installation (alimentation auxiliaire), conformément aux notions de production nette et de production brute pour l'électricité (art. 11, al. 2, OEne). On entend par chaleur utilisée en externe la chaleur employée en dehors de l'installation de biogaz. Les utilisations factices telles que le chauffage d'un jacuzzi ou d'une piscine privée ne sont pas prises en compte dans la chaleur utilisée en externe. Les coûts de revient de l'électricité sont sensiblement plus élevés dans les installations qui utilisent davantage la chaleur que dans celles qui en font une utilisation « normale », car les premières sont plus complexes et la production de chaleur doit être coordonnée avec les besoins à couvrir. Le nouveau bonus pour l'utilisation de la chaleur compense ces coûts supplémentaires. Il vise à attirer davantage l'attention sur l'utilisation de la chaleur et, partant, à renforcer l'exploitation de toute l'énergie produite.

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