



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

22 décembre 2023

Rapport explicatif concernant une modification de l'ordonnance sur une réserve d'hiver (OIRH)

1. Présentation du projet

1.1 Contexte

Le 25 janvier 2023, le Conseil fédéral a adopté l'ordonnance sur une réserve d'hiver (OIRH; RS 734.722). Cette dernière a permis de compléter la réserve hydroélectrique constituée dès l'automne 2022 par une réserve dite complémentaire. La réserve complémentaire est composée de groupes électrogènes de secours, d'installations de couplage chaleur-force (installations CCF) et de centrales de réserve (exploitées au gaz ou avec d'autres énergies fossiles). De telles centrales de réserve ont déjà été rendues opérationnelles pour l'hiver 2022/2023, notamment à Birr (canton d'Argovie). À l'avenir, d'autres centrales de réserve, le cas échéant entièrement nouvelles, pourraient venir s'y ajouter, y compris sur de nouveaux sites. L'OIRH prévoit, aujourd'hui déjà, la possibilité de lancer des appels d'offres pour de nouvelles centrales de réserve, afin qu'elles soient disponibles à temps pour la réserve.

Toute la réserve d'électricité a été introduite par le Conseil fédéral par voie d'ordonnance, en vertu de l'art. 9, à la formulation très générale, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI, RS 734.7). Un ancrage plus spécifique dans la loi est toutefois nécessaire pour apporter une description suffisante et adéquate de la réserve. Cela se fait, d'une part, (pour la réserve hydroélectrique et les dispositions générales relatives à la réserve) dans la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, adoptée par le Parlement le 29 septembre 2023. D'autre part, la base spécifique pour la réserve complémentaire, y compris les nouvelles centrales de réserve, suivra dans un projet de loi séparé.

1.2 Contenu principal de la réglementation

La présente révision de l'OIRH comporte peu de modifications, qui sont de trois ordres.

Premièrement, elle concerne des aspects plutôt techniques qui, pour des raisons pratiques, exigent des précisions supplémentaires dans les prescriptions de l'OIRH en vigueur.

Deuxièmement, elle vise les appels d'offres pour des (nouvelles) centrales de réserve. Tant qu'il manque la base légale formelle susmentionnée pour de telles centrales, une certaine insécurité subsiste à moyen terme en ce qui les concerne. Or, dans ce domaine, les projets doivent être lancés suffisamment à l'avance, car leur réalisation prend beaucoup de temps. C'est précisément la raison pour laquelle l'OIRH en vigueur prévoit la tenue d'appels d'offres à brève échéance: ceux-ci ont été lancés fin juillet 2023 et doivent prendre fin à la mi-février 2024. En raison de l'insécurité évoquée, le risque existe qu'aucun investisseur ne souhaite participer aux appels d'offres. En effet, si la réalisation des installations ou des centrales de réserve et leur intégration à la réserve n'étaient pas souhaitées politiquement et devaient donc échouer, les responsables de projet devraient supporter les coûts occasionnés par les travaux réalisés en vain. Au vu du contexte politique, il convient de prévoir une compensation de ces coûts pour assurer une certaine équité. Ces coûts sont répercutés sur la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport, au même titre que les autres coûts générés par la réserve.

Troisièmement, la présente révision inclut des modifications concernant la société nationale du réseau de transport (Swissgrid), notamment une modification de l'instance qui procède aux appels d'offres pour de nouvelles centrales de réserve. Jusqu'à présent, il était prévu que Swissgrid assume ce rôle, après une phase transitoire pendant laquelle la compétence serait dévolue à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Désormais, l'OFEN doit conserver cette compétence à l'issue de la phase transitoire. Cette solution est à privilégier dans un premier temps en raison des autres incertitudes qui subsistent, entre autres quant au fait que les nouvelles centrales de réserve comportent une dimension politique et peuvent être controversées sur place. La Confédération resp. l'OFEN est mieux

à même de gérer la situation que Swissgrid, du moins pendant les premiers temps. Le fait que la Confédération procède à des appels d'offres pour des centrales de réserve ne signifie pas qu'elle en fasse l'acquisition pour elle-même ni que la réserve lui appartienne ou qu'elle l'exploite. De fait, la réserve constitue une partie (hors marché) du système d'approvisionnement, à laquelle sont intégrées des capacités de production et de puissance supplémentaires provenant de centrales de réserve, en cas de difficultés d'approvisionnement exceptionnelles ou à de grave pénurie. La Confédération se charge d'organiser les appels d'offres permettant d'obtenir ces capacités supplémentaires si nécessaire, comme elle l'a déjà fait en 2022 et 2023 pendant l'été. Un autre changement de l'OIRH concerne également Swissgrid: une nouvelle disposition vise à empêcher que Swissgrid, lorsqu'elle acquiert les moyens nécessaires pour effectuer les paiements liés à la réserve, soit confrontée à des coûts non couverts du fait de la règle sur les coûts imputables, applicable dès 2024. Swissgrid ne doit pas enregistrer de perte.

1.3 Points ne nécessitant aucune modification

La présente révision de l'OIRH a été mise en consultation en parallèle du projet de loi susmentionné apportant des spécifications concernant les centrales de réserve. De nombreuses propositions ont été recueillies au sujet de l'OIRH. Si plusieurs d'entre elles ne nécessitent pas de modifier le droit, pour d'autres, les explications suivantes peuvent s'avérer utiles, car elles contribuent à trancher des questions ouvertes au niveau pratique.

L'un de ces points concerne tout d'abord les prescriptions environnementales (qualité de l'air, protection contre le bruit) ou les prescriptions d'exploitation locales, qui pourraient entraver l'exploitation d'installations faisant partie de la réserve complémentaire. Si nécessaire, d'éventuels assouplissements seront fixés à court terme dans une ordonnance distincte basée sur la loi fédérale du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement économique du pays (LAP, RS 531), comme au cours de l'hiver 2022/2023. En revanche, il n'est pas indiqué d'inscrire des assouplissements dans l'OIRH à titre anticipé.

De même, l'OIRH, qui est limitée dans le temps et fondée sur l'art. 9 LAPeI, n'a pas pour but de régler ce qui doit advenir des centrales de réserve après leur participation à la réserve (p. ex. s'il est possible de les mettre à disposition pour le marché). Il incombe au législateur de régler ces questions dans le projet de loi susmentionné.

Une autre de ces questions concerne le CO₂: les exploitants de centrales de réserve, de groupes électrogènes de secours ou d'installations CCF intégrés au système d'échange de quotas d'émission (SEQE) reçoivent en vertu de l'OIRH une indemnisation couvrant les coûts des agents énergétiques mais également, entre autres, ceux des droits d'émission. Toutefois, l'élaboration de rapports sur les émissions est réglée non pas dans l'OIRH, mais dans le droit régissant le CO₂. Selon l'art. 52 de l'ordonnance du 30 novembre 2012 sur le CO₂ (RS 641.711), la totalité de l'énergie consommée et des gaz à effet de serre émis doit être indiquée dans le cadre du suivi du SEQE, même si cette consommation et ces émissions sont motivées par un recours à la réserve. Les droits d'émission remis équivalent aux émissions effectives, même si elles sont motivées par un recours à la réserve. Toutefois, les émissions liées à un recours à la réserve sont indiquées séparément dans le Registre des échanges de quotas d'émission. Pour les exploitants s'étant engagés à réduire leurs émissions, les émissions générées dans le cadre d'un recours à la réserve ne sont pas prises en compte dans l'évaluation du respect de l'engagement de réduction (art. 146w de l'ordonnance sur le CO₂).

Enfin, les points suivants ne nécessitent pas de précision dans l'OIRH. Dans le cas d'un recours à la réserve, une installation de réserve peut subir une panne, de sorte qu'il faille en utiliser une autre. S'il est évident que cela est possible, de manière générale, de telles configurations doivent être couvertes par les consignes concernant le recours à la réserve et ne requièrent aucune réglementation dans l'OIRH. De même, il est inutile d'ajouter une clarification supplémentaire dans l'OIRH sur le fonctionnement des peines conventionnelles qui s'appliquent soit à la réserve hydroélectrique soit à la réserve complémentaire. Le fait que l'art. 10 (et, de manière analogue et indirecte, l'art. 15, al. 4)

renvoie au contenu de l'art. 5 (réserve hydroélectrique) pour ce qui est de la réglementation des «peines conventionnelles» ne signifie en aucun cas que les peines conventionnelles doivent être identiques pour les différents types d'installations. Au contraire, il est possible voire nécessaire de prendre en compte les différences lors de l'appréciation (ce qui est déjà formulé expressément dans le rapport explicatif du 25 janvier 2023 concernant l'OIRH).

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

L'OIRH prévoit aujourd'hui déjà des appels d'offres pour de nouvelles centrales de réserve. Les éventuels coûts notables occasionnés pour l'État relèveraient des appels d'offres eux-mêmes, et non de la nouvelle disposition de l'OIRH qui prévoit la prise en charge des coûts d'élaboration des projets et autres coûts similaires. Les besoins financiers correspondants ne sont pas supportés par le budget de la Confédération, mais par la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport, comme les autres coûts occasionnés par la réserve.

Étant donné que l'OFEN demeure compétent pour les appels d'offres, il en résulte des coûts supplémentaires pour l'OFEN. Néanmoins, il faut relever qu'une part importante des coûts sont générés par le premier cycle d'appels d'offres, lequel aurait de toute façon été réalisé par l'OFEN. S'agissant des appels d'offres ultérieurs, qui auraient relevé de la compétence de Swissgrid, l'OFEN aurait de toute façon dû apporter à celle-ci un soutien appuyé. En outre, avec le maintien de la compétence auprès de l'OFEN, des coûts pour les préparatifs et la réalisation des appels d'offres sont évités chez Swissgrid. Dans l'ensemble, la charge de travail et les coûts devraient être plus faibles.

3. Conséquences économiques, environnementales ou sociales

Les centrales de réserve ont des conséquences importantes dans plusieurs domaines, notamment l'aménagement du territoire et l'environnement (protection de l'air, bruit), et elles génèrent des coûts considérables. Cela ne résulte cependant pas des nouveautés introduites par la présente révision de l'OIRH. Ces aspects doivent, au demeurant, être abordés dans le projet de loi spécifique à la réserve complémentaire qui sera transmis prochainement au Parlement. La présente révision de l'OIRH peut cependant elle aussi engendrer des coûts si les instances politiques ne fixent pas des conditions-cadres autorisant la réalisation de nouvelles centrales de réserve et leur intégration à la réserve. Dans une telle éventualité, les coûts occasionnés par l'élaboration des projets devenus inutiles devraient être compensés. Les coûts à prendre en charge seraient répercutés sur la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport. Il est difficile d'en faire une estimation. Il faut partir du principe qu'ils représenteront un peu plus de 50 millions de francs. Le transfert de compétence, en l'occurrence le maintien de la compétence auprès de la même instance, aura pour effet de réduire les coûts de façon générale. S'agissant des coûts que les consommateurs d'électricité doivent supporter par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport, les coûts pour la part d'énergie d'ajustement prise en charge ont également une incidence (ils peuvent être nuls ou s'élever à plusieurs millions de francs par jour et par exploitant).

4. Commentaire des dispositions

Il convient tout d'abord de rappeler une information d'ordre général concernant l'OIRH: pour la réserve complémentaire en particulier, cette ordonnance prévoit uniquement le cadre contractuel de base.

Dans la pratique, des contrats supplémentaires peuvent s'avérer nécessaires, par exemple entre Swissgrid et les exploitants, les participants à la réserve ou d'autres acteurs. Inversement, il n'est pas nécessaire que Swissgrid règle aussi par contrat ce dont la Confédération est déjà convenue avec les acteurs impliqués.

Art. 6, al. 3, let. c

L'appel d'offre pour les groupes électrogènes de secours et les installations CCF relève de la compétence de Swissgrid (art. 14, al. 2). Il ne s'agit pas d'une tâche simple, en particulier au début. Les questions concernant le moment pour réaliser les appels d'offres et les volumes à mettre en soumission revêtent également un certain caractère politique. Il est dès lors logique que des instructions relatives aux appels d'offres puissent être données par une instance politique. La possibilité d'ordonner de procéder à des appels d'offres peut également s'avérer judicieuse en cas de désaccord entre Swissgrid et les autorités (OFEN) concernant un appel d'offres. Comme il ne s'agit pas d'une question d'exécution ordinaire, le DETEC est l'autorité appropriée et non l'EiCom.

Art. 8, al. 2, 4 et 5

Dans l'OIRH en vigueur, le concept d'appels d'offres pour les centrales de réserve comprend trois niveaux (premièrement: art. 8, al. 1, deuxièmement: art. 8, al. 2 et troisièmement: art. 13). Les niveaux 2 et 3 sont désormais réunis à l'art. 8, al. 2, et l'art. 13 est supprimé, car la distinction n'a plus lieu d'être. Les centrales de réserve existantes et nouvelles peuvent être mises aux enchères en parallèle, c'est-à-dire dans le cadre d'une même enchère. Les *nouvelles* centrales de réserve sont des centrales entièrement construites à neuf, ce qui est aussi possible à des emplacements où se trouvaient déjà auparavant des installations de centrales. Les appels d'offres pour de telles nouvelles centrales de réserve doivent être lancés suffisamment à l'avance, afin que les installations soient disponibles à temps pour être intégrées dans la réserve; en effet, les délais de réalisation sont longs (élaboration de projet, autorisation de construire, construction, raccordement au réseau, etc.).

Le déplacement du contenu de l'art. 13 à l'art. 8 va de pair avec un changement dans la compétence de l'OFEN concernant les appels d'offre pour les nouvelles centrales de réserve. L'OFEN demeure compétent au-delà de la phase d'introduction (art. 29) jusqu'à la fin de la durée de validité de l'OIRH. La compétence accordée à l'OFEN rend également obsolète la possibilité d'intervention dont disposait jusqu'ici la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) en cas de prix trop élevés. Cette possibilité doit revenir à l'OFEN à l'avenir (al. 4). L'OFEN a débuté en juillet 2023 une série d'enchères pour des centrales de réserve et aurait déjà été compétent en vertu de la disposition transitoire pour mener la procédure à son terme.

L'al. 5 introduit une garantie financière pour les responsables de projets de centrales de réserve, afin qu'ils participent aux appels d'offres même si une incertitude subsiste quant à la réalisation des installations et à leur intégration dans la réserve.

La raison de cette incertitude, et donc d'une éventuelle prise en charge des coûts, réside dans l'issue indéterminée d'un processus politique encore en cours au niveau de la loi. Le législateur fédéral n'a pas encore décidé si des centrales de réserve (nouvelles) doivent être incluses dans la réserve. S'il devait s'y opposer et rejeter la base légale spécifique correspondante, les travaux de préparation réalisés jusque-là pour les centrales de réserve seraient obsolètes. L'OIRH prévoit une compensation des coûts dans ce cas de figure précis. La réglementation ne s'étend pas à d'autres cas. Il n'est donc pas question ici de bases légales ou de conditions-cadres cantonales ou communales (par exemple aménagement du territoire) ou de l'absence d'autorisations. Les raisons imputables aux responsables de projet eux-mêmes (par exemple projets inadaptés ou dont il est clair d'entrée de jeu qu'ils ne pourront pas être autorisés) ne donnent aucunement lieu à une compensation des coûts. Il va de soi que les projets inadaptés auront en principe été préalablement écartés, puisqu'ils ne devraient pas recevoir l'adjudication. En raison de l'incertitude évoquée, une adjudication doit être octroyée avec la réserve qui s'impose.

L'OFEN est compétent pour décider, sur demande, quels coûts sont compensés. En revanche, le paiement est effectué directement par Swissgrid (sur ordre de l'OFEN). La compensation concerne en premier lieu les coûts d'élaboration du projet, autrement dit les coûts de planification au sens large. Il s'agit avant tout des honoraires des bureaux d'ingénieurs pour les travaux de planification (édifice, composants individuels, etc.) . Les travaux de bureaux techniques qui conçoivent les processus techniques d'exploitation pour les responsables de projet sont par exemple également pertinents. Les prestations préalables peuvent aussi être compensées. Il s'agit, par exemple, d'acomptes versés aux fournisseurs, ce qui peut intervenir relativement tôt, ou de la réservation payante auprès de fabricants de créneaux horaires pendant lesquels des éléments destinés aux centrales de réserve seront fabriqués. La possibilité d'une compensation concerne les «coûts nécessaires». Il ne s'agit donc pas de prendre en charge tous les coûts déclarés sans distinction, mais uniquement ceux pour des travaux effectivement nécessaires en vue d'une participation à la réserve. Les coûts «nécessaires» doivent par conséquent être raisonnables; on procède à une déduction si les coûts sont considérés trop élevés sur la base de critères objectifs. La compensation des coûts doit également être relativisée sur un autre plan: si les responsables du projet conservent une contre-valeur par le biais de ce qu'ils ont commandé ou acheté (malgré l'échec de la réserve), cela est pris en compte. Prenons l'exemple de l'achat d'un terrain. Il s'agit certes d'une «prestation préalable», mais le terrain a une valeur indépendamment de l'admission dans la réserve et peut également être revendu par le responsable du projet (il faudrait alors quand même compenser les frais de notaire et d'établissement d'actes voire une éventuelle diminution de la valeur du terrain, si celle-ci est significative et n'a pas pour origine un prix d'achat objectivement excessif). L'OIRH laisse à l'OFEN une certaine marge de manœuvre quant à la manière de procéder dans l'éventualité d'une telle contre-valeur. En tenir compte signifie, en règle générale, que les coûts ne sont pas compensés. Déterminer l'existence d'une contre-valeur ne se limite pas à considérer simplement le moment où le projet échoue. Il faut plutôt adopter une perspective à moyen terme, soit plus ou moins cinq ans.

Art. 10, al. 5

Si les exploitants utilisent l'installation à des fins d'exploitation (nouveau à l'art. 11), la rémunération pour la disponibilité est réduite. La réduction se base sur la durée d'utilisation. La durée d'utilisation pour les propres besoins doit être mise en relation avec la durée totale de disponibilité; les jours d'utilisation pour les propres besoins doivent être déduits. Idéalement, l'OFEN adapte les contrats en conséquence; Swissgrid exécute la réglementation dans le cadre de ses paiements. En cas de litige, il reviendrait à l'EiCom de trancher.

Art. 11, al. 2, 2^{bis} et 2^{ter}

Une précision est nécessaire concernant la période de disponibilité (al. 2). Comme jusqu'ici, l'EiCom doit pouvoir fixer une durée plus courte (let. a). Elle peut le faire notamment si les perspectives concernant l'approvisionnement sont positives pour un hiver donné ou pour le reste de l'hiver. Une dérogation existe aussi pour les «cas relevant de l'ancien droit» (let. b). Concernant l'une des centrales de réserve mises à disposition au départ à brève échéance pour la réserve à l'hiver 2022/2023, une durée différente inférieure était judicieuse et dès lors prévue dans le contrat correspondant.

Al. 2^{bis}: les exploitants de centrales de réserve ont un intérêt légitime analogue à celui des exploitants de groupes électrogènes de secours et d'installations CCF, qui doivent pouvoir utiliser leurs installations pour leurs propres besoins d'exploitation, y compris durant la période critique de recours à la réserve (cf. art. 16). La finalité première des groupes électrogènes de secours est qu'ils puissent être utilisés pour l'exploitation. S'agissant des centrales de réserve, l'utilisation pour l'exploitation est une exception et non la règle. C'est pourquoi l'OIRH précise, à titre de condition, qu'elles doivent être intégrées dans l'exploitation courante de l'entreprise. Concernant les centrales de réserve faisant à ce jour partie de la réserve, tel est le cas de Cornaux et de Monthey, mais pas de Birr. Cela signifie également que l'assouplissement apporté par le nouvel al. 2^{bis} ne s'applique pas seulement aux

nouveaux exploitants entrant dans la réserve, mais aussi à ceux y participant déjà. L'utilisation pour les propres besoins d'exploitation est ainsi permise également durant la période de disponibilité, et ce même en cas de pénurie déclarée. Cette flexibilité entraîne logiquement des restrictions en contrepartie. D'une part, la rémunération pour la disponibilité est réduite (art. 10, al. 5). D'autre part, il faut s'assurer que les normes environnementales et les prescriptions locales sont respectées. Il s'agit de valeurs limites en matière de protection contre le bruit et de protection de l'air et de règles relatives à l'exploitation comme les durées maximales d'exploitation.

Al. 2^{ter}: les mesures fondées sur la LAP demeurent réservées. Il ne s'agit pas ici de mesures de gestion déjà existantes, par exemple concernant l'électricité, mais de futures mesures possibles prises par le Conseil fédéral. Si la réglementation pertinente fondée sur la LAP réclame la primauté sur l'OIRH, celle-ci lui est accordée.

Art. 13

L'art. 13 peut être supprimé, car sa teneur, à savoir la possibilité de procéder à des appels d'offres pour de nouvelles centrales de réserve, est déplacée à l'intérieur de l'OIRH (art. 8, al. 2).

Art. 16, al. 1 et 2, let. a, et 3

Deux modifications rehaussant la flexibilité pour les groupes électrogènes de secours et les installations CCF sont apportées à l'art. 16. Premièrement, il s'agit du raccourcissement de la période de disponibilité afin que les exploitants soient liés sur une plus courte durée durant l'hiver. Par conséquent, cette période n'est plus égale à celle concernant les centrales de réserve et l'ECom perd la possibilité de la modifier. Deuxièmement, il est formulé expressément que les exploitants bénéficient d'un droit de disposer des installations pour leur propre utilisation, étant donné que, pour les groupes électrogènes de secours, le fait qu'ils puissent être utilisés pour les propres besoins de l'entreprise de l'exploitant dans les situations d'urgence constitue leur première raison d'être (cela peut valoir aussi pour les installations CCF). Le droit d'utilisation pour les propres besoins d'exploitation visé à l'art. 16 a donc une plus grande portée dans la pratique que celui ressortant de l'art. 11 concernant les centrales de réserve. Il s'applique dans la même mesure aux exploitants participant déjà à la réserve et à ceux qui viendront s'y ajouter par la suite, s'entend par site d'exploitation et ne s'applique pas seulement lors de la période de disponibilité, mais aussi en situation de pénurie déclarée. Le fait que l'assouplissement se fasse au détriment de la disponibilité pour la réserve est à accepter (sur la base d'une évaluation globale). Le droit en vigueur, qui applique déjà ce raisonnement en cas d'effondrement du réseau, se voit ainsi développé en ce sens. Cependant, de même que pour l'art. 11, les mesures s'appliquant lors d'une pénurie avérée obtiennent (ou peuvent obtenir) la primauté. Dans ce cas, la possibilité que crée l'art. 16 serait en partie ou totalement suspendue (cf. art. 11 pour les mesures concernées et les cas où elles ont la primauté).

Il pourrait déjà y avoir, durant la durée de validité de l'OIRH, des appels d'offres pour une participation à la réserve régie par une réglementation ultérieure. Les durées fixées dans l'OIRH ne disent rien quant à la période de disponibilité à ce moment-là. Les durées pourront donc être différentes.

Al. 3: l'utilisation pour les propres besoins a ici aussi une contrepartie logique. La rémunération pour la disponibilité est réduite (de manière analogue à l'art. 10, al. 5) et les normes environnementales ainsi que les règles d'exploitation (bruit/air, durée d'exploitation: de manière analogue à l'art. 11) doivent être respectées. Il ne serait pas justifié que des assouplissements, qui doivent être acceptés tant qu'il s'agit de la réserve, s'appliquent également lorsqu'il s'agit de l'utilisation privée. La mise en œuvre de la réduction incombe à Swissgrid; en cas de litige, il reviendrait à l'ECom de trancher.

Art. 20, al. 1

L'art. 20 porte sur l'indemnisation en cas de recours à la réserve qui est versée en sus de la rémunération reçue pour la conservation ou de la rémunération pour la disponibilité lorsqu'un recours est nécessaire. L'al. 1 est légèrement raccourci et se borne à établir le principe. Les al. 2 et 3 le précisent pour les différentes parties de la réserve. Une indemnisation en cas de recours correspondant précisément à la quantité d'énergie prélevée n'est versée que dans le cas de la réserve hydroélectrique, ce qui ressort du renvoi à l'al. 2 (vers l'art. 2, al. 3, let. d). Pour ce qui est des installations faisant partie de la réserve complémentaire, en revanche, en cas de recours, ce sont les coûts occasionnés par le recours qui sont compensés (art. 20, al. 3). Dans ce cas, l'indemnisation se limite bien sûr à ce qui est mentionné à l'al. 3. L'al. 1, qui définit le principe, n'établit pas une indemnisation supplémentaire par rapport à celle de l'al. 3 (pas de double indemnisation). Le versement de l'indemnisation conformément à l'al. 3 ne doit pas avoir lieu directement lors du recours à la réserve, mais selon d'autres échéances appropriées précisées dans les contrats. Quant aux coûts fixes, *ne* découlant pas de l'utilisation des installations et faisant l'objet d'un dédommagement via la rémunération pour la disponibilité, il est ici utile de préciser que la prescription de l'art. 16, al. 3, prévoyant que la rémunération prend la forme d'un forfait dans les cas de regroupements (*pooling*), ne doit pas être interprétée avec une rigueur telle qu'aucune flexibilité ne soit possible en pratique. Ainsi, comme l'application de montants forfaitaires est parfois compliquée, des investissements au niveau des installations peuvent, exceptionnellement, faire l'objet d'un dédommagement non forfaitaire.

Art. 22, al. 1, let. e à g, al. 3, 4, 6 et 7

Al. 1: il n'était pas possible, lors de l'édiction de l'OIRH, de prévoir tous les postes de coûts, ceux-ci apparaissant ultérieurement lors de l'exécution de la réserve d'électricité. Les premières expériences montrent que certains coûts sont facturés à la Confédération (sur une base contractuelle) en raison de la fonction de coordination qu'elle assume, avant tout via l'OFEN. Cela se constate, par exemple, en partie pour les coûts de l'énergie d'ajustement (let. e), laquelle peut s'avérer nécessaire car la mise en service de centrales de réserve prend du temps, ces centrales étant habituellement inactives. Cela peut aussi arriver pour les groupes électrogènes de secours, avec un contrat en ce sens conclu avec les agrégateurs, lesquels, de leur côté, règlent également ce point dans leurs contrats avec les exploitants. D'autres coûts sont envisageables (let. f), par exemple pour l'achat et le transport de gaz ou de pétrole ou pour d'éventuels dédommagements en vertu de l'art. 23, al. 4. De par l'importante limitation aux coûts «nécessaires», seules des mesures dont le besoin est réel sont prises en charge (des peintures décoratives sur une paroi antibruit n'entreraient pas dans cette catégorie, par exemple), des coûts excessifs n'étant par ailleurs pas pris en compte. Dans de nombreux cas, la Confédération est certes contractuellement le débiteur de certains paiements, mais leur l'exécution effective est assurée par Swissgrid, comme le veut déjà la pratique actuelle.

Les contrats comme ceux mentionnés ci-dessus entraînent non seulement des flux sortants (sous forme de paiements), mais aussi des flux entrants - sous forme de remboursements - (à ne pas confondre avec les remboursements visés à l'art. 23). Il va de soi que ces moyens sont versés au fonds commun servant à financer la réserve d'électricité (art. 22, al. 2); une réglementation explicite en la matière n'a donc pas lieu d'être.

La let. g mentionne les coûts qui, selon l'art. 8, al. 5, peuvent faire l'objet d'une compensation. Les coûts pour la prise en charge des frais mentionnés sont financés de manière identique aux autres coûts de la réserve d'électricité, à savoir via la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport.

L'al. 3 dispose déjà que Swissgrid effectue les paiements. Cela peut se faire aussi en plusieurs étapes, par exemple concernant les agrégateurs qui regroupent les installations. Les exploitants regroupés en *pool* reçoivent la rémunération sous forme de forfait (art. 16, al. 3). Concrètement, Swissgrid verse d'abord l'argent aux agrégateurs, qui se chargent de régler le forfait aux exploitants. *L'al. 3* reflète désormais en outre la pratique actuelle pour les cas où, en raison de contrats, la Confédération est en fait le débiteur des paiements. Mais dans ces cas, c'est également Swissgrid qui

effectue les paiements - après validation par l'OFEN et une confirmation de l'EICom que les coûts sont imputables. Les paiements pour une partie de l'énergie d'ajustement et l'achat de pétrole mentionné sont notamment réglés ainsi (cf. al. 1, let. e et f). La nouvelle compensation des coûts pour les travaux réalisés concernant l'élaboration du projet (al. 1, let. g et art. 8, al. 5) devrait également être réalisée de cette manière. Il en va de même pour les dédommagements versés aux communes d'implantation (art. 23, al. 4).

L'al. 4 correspond au droit en vigueur. La dernière phrase est supprimée, car elle pourrait donner lieu à des malentendus en relation avec la nouvelle réglementation des al. 6 et 7. Les coûts de financement dont il est question font partie des coûts d'exécution au sens de l'al. 4.

Al. 6 et 7: selon l'al. 5, l'art. 15 LApEI s'applique par analogie pour le calcul des coûts de la réserve d'électricité imputables et l'art. 18a, al. 3, de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; RS 734.71) s'applique par analogie pour le calcul des différences de couverture. La rémunération pour les valeurs patrimoniales nécessaires à la réserve d'électricité s'effectue avec le taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1 de l'OApEI. Au regard de cette règle, il n'est pas exclu que les coûts de Swissgrid liés au financement étranger soient en réalité supérieurs à ce que Swissgrid peut faire valoir comme coûts imputables. Il existe donc théoriquement un certain risque que des coûts ne soient pas couverts. Il est par conséquent judicieux de créer une possibilité (al. 6 et 7) afin qu'un éventuel déficit de couverture puisse être compensé. Il est important d'éviter que les acquisitions de capital onéreuses soient attribuées à la réserve électrique (aux coûts effectifs) et les acquisitions de capital meilleur marché aux affaires restantes, c'est-à-dire à l'exploitation du réseau de transport (aux coûts calculés). Étant donné que Swissgrid effectue ses acquisitions de capital *de façon globale* sans faire la distinction entre la réserve et les affaires restantes, le bien-fondé de la répartition ne sera sans doute pas toujours évident à établir. Si Swissgrid demande la compensation de coûts non couverts, elle doit présenter des justificatifs clairs. Il est également exigé qu'elle agisse avec prudence et en aucun cas de manière négligente concernant l'acquisition de fonds (elle doit, par exemple, bien planifier les recettes perçues via la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport, car cela permet de réduire également la nécessité d'un financement externe). L'EICom a par ailleurs un grand pouvoir d'appréciation dans sa décision. Elle doit veiller à ce que l'attribution à la réserve d'électricité soit proportionnelle et globalement adéquate. Des coûts de financement élevés ne doivent pas être attribués unilatéralement à la réserve, mais répartis de manière réaliste et globalement adéquate entre les différents domaines d'activité de Swissgrid. Il faut en outre déduire les «excédents» que Swissgrid a réalisés les années précédentes en raison du fait que la rémunération WACC était supérieure aux coûts effectifs. Concernant les «années précédentes», il faut remonter au maximum jusqu'en 2024, car l'approche calculatoire est resp. était applicable pour la première fois à partir de cet exercice.

Art. 24, al. 3

Les installations constituant la réserve complémentaire ont des effets sur l'environnement, notamment sur la qualité de l'air. Afin que les cantons, qui sont entre autres responsables de l'exécution des prescriptions en la matière, aient connaissance de ces installations et de leur participation à la réserve complémentaire, une obligation d'annonce est introduite. Cette annonce, à adresser au service cantonal compétent, peut aussi être effectuée par les agrégateurs (au nom des exploitants). L'annonce doit se faire «dans les meilleurs délais», soit, à titre indicatif, sous une dizaine de jours. Le délai court dès l'engagement à participer à la réserve ou, pour les installations qui en faisaient déjà partie, à l'entrée en force de l'obligation d'annonce. L'annonce doit être adressée à l'autorité du canton concerné. Si l'installation se trouve près d'un canton voisin, il est conseillé d'informer aussi les autorités de ce canton.