



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Octobre 2022

Rapport explicatif concernant l'ordonnance sur l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver (Ordonnance sur une réserve d'hiver, OIRH)

Table des matières

1.	Présentation du projet	1
2.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons ou les communes.....	3
3.	Conséquences économiques, environnementales et sociales.....	3
4.	Commentaires des dispositions	4

1. Présentation du projet

1.1 Contexte

La sécurité de l'approvisionnement en électricité est d'une importance cruciale pour la Suisse et est donc au premier rang des préoccupations du Conseil fédéral. Il mise sur quatre piliers pour la renforcer au niveau de la production: premièrement, sur le développement rapide à moyen et long termes des énergies renouvelables indigènes; deuxièmement, sur le développement d'une production d'électricité neutre sur le plan climatique et dont la disponibilité est assurée en hiver; troisièmement, en cas de situations de pénurie exceptionnelles, sur une réserve d'énergie stratégique comme premier mécanisme fonctionnant à titre d'assurance en dehors du marché de l'électricité; et, quatrièmement, sur la mise en place d'un deuxième mécanisme complémentaire au moyen de centrales de réserve. Les trois premiers piliers figurent dans le projet du 18 juin 2021 de loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, projet dont le Parlement discute actuellement. Compte tenu de la situation tendue en matière d'approvisionnement dans le domaine de l'énergie, le Conseil fédéral a décidé d'anticiper les troisième et quatrième piliers par voie d'ordonnance, afin qu'ils soient déjà disponibles pour l'hiver 2022/2023. Le 7 septembre 2022, il a adopté l'ordonnance sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique (OIRH; RS 734.722) à titre de premier mécanisme fonctionnant à titre d'assurance. L'ordonnance est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2022. Elle prévoit que les exploitants de centrales hydroélectriques à accumulation conservent, contre rémunération, une certaine quantité d'énergie pouvant être mise à disposition en cas de besoin. Concernant la deuxième partie de la réserve, le Conseil fédéral a décidé lors de sa séance du 17 août 2022 que le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) et le Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche (DEFR) peuvent mener des négociations en vue de conclure des contrats pour le recours à des centrales de réserve intervenant en complément de la réserve hydroélectrique en tant que deuxième mécanisme fonctionnant à titre d'assurance. Des négociations sont également en cours de préparation concernant l'utilisation de groupes électrogènes de secours existants qui feraient également partie de la réserve.

Le présent projet vise à intégrer les centrales de réserve dans la réserve d'électricité pour l'hiver. Sur le plan formel, il s'agit d'une extension de l'ordonnance sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique (OIRH) qui fait donc déjà l'objet d'une révision totale et a désormais pour titre «Ordonnance sur l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver (Ordonnance sur une réserve d'hiver, OIRH)». Comme la première partie relative à la réserve hydroélectrique, l'ordonnance se fonde sur l'art. 9 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7) ainsi que sur l'art. 5, al. 4 et l'art. 38, al. 2 de la loi du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement économique du pays (LAP; RS 531). L'art. 9 LApEI dispose que si la sécurité de l'approvisionnement du pays en électricité offerte à un prix abordable est sérieusement compromise à moyen ou à long terme, le Conseil fédéral peut prendre des mesures. Le Conseil fédéral s'est engagé sur cette voie depuis le 16 février 2022 en décidant de mettre en place une réserve. Étant donné la détérioration de la situation en matière d'approvisionnement, le complément susmentionné devient également nécessaire. Cette démarche est étayée par la LAP qui prévoit que le Conseil fédéral peut réaliser des préparatifs pour rendre le système d'approvisionnement en électricité, y compris la stabilité du réseau, plus résistant dans la perspective de situations tendues. La possibilité de prononcer une obligation de participation se fonde notamment également sur la LAP. La révision implique également une adaptation de l'ordonnance sur le CO₂ au titre de la modification d'autres actes. Il s'agit de garantir que les centrales de réserve soient exploitées de manière à ne pas alourdir le bilan de CO₂ dans l'ensemble. Il est également nécessaire d'apporter des changements de nature purement rédactionnelle au niveau de l'ordonnance du 14 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; RS 734.71).

La nouvelle OIRH doit pouvoir entrer en vigueur au plus tard à partir de la deuxième moitié du mois de février 2023 de manière à pouvoir encore produire ses effets à la fin de l'hiver. En raison du caractère urgent de la situation, le Conseil fédéral a décidé de mener une procédure de consultation abrégée. L'ordonnance est limitée jusqu'au 31 décembre 2026. Il s'agit d'une solution transitoire qui doit être remplacée dès que possible par une réglementation à l'échelon de la loi. Si la Suisse souhaite construire de nouvelles centrales de réserve, cela ferait également l'objet d'une telle réglementation légale. Des enchères pour de nouvelles centrales de ce type peuvent déjà être possibles sous l'OIRH, si cela s'avère nécessaire en raison de la durée de réalisation.

1.2 Contenu principal de la réglementation

L'ordonnance crée une réserve d'électricité fonctionnant à titre d'assurance, pour parer aux situations exceptionnelles de pénurie survenant surtout en hiver et jusqu'au printemps concernant l'approvisionnement en électricité. Outre la constitution annuelle d'une réserve hydroélectrique, l'ordonnance règle désormais également la mise à disposition de centrales de réserve et l'interaction des deux réserves. D'une puissance totale pouvant atteindre 1000 mégawatts, la nouvelle partie complémentaire de la réserve apporte de l'énergie supplémentaire dans le système et complète la réserve hydroélectrique qui se limite à conserver de l'énergie. Les centrales participant à la réserve peuvent fonctionner au gaz ou avec d'autres agents énergétiques. Toutefois, en raison de la situation incertaine de l'approvisionnement en gaz suite à la guerre en Ukraine, les installations bicom bustibles qui peuvent également produire de l'électricité à partir de combustibles pétroliers, et si possible aussi avec de l'hydrogène, figurent au premier plan. Les centrales de réserve sont utilisées uniquement pour la réserve et ne doivent pas produire d'électricité pour le marché. Dans un premier temps, les exploitants de centrales de réserve avec lesquels le DETEC a convenu d'une mise en service à partir de février 2023 participent à la réserve. Si cette réserve complémentaire ne peut pas être constituée dans la mesure nécessaire, les propriétaires de centrales de réserve appropriées ou d'autres entreprises peuvent également être obligés de participer à la réserve. Indépendamment du fait que la participation découle d'une enchère ou d'une obligation, les exploitants des centrales de réserve reçoivent une rémunération appropriée pour les coûts fixes et une indemnisation en cas de recours effectif à la réserve (pour les coûts liés à la disponibilité opérationnelle); les bénéfices excessifs peuvent être limités. Le financement de la réserve d'électricité, c'est-à-dire des centrales hydroélectriques et de la nouvelle réserve complémentaire, s'effectue principalement par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport. Tous les consommateurs d'électricité supportent donc les coûts de la réserve d'électricité pour l'hiver. Les appels d'offres pour la réserve hydroélectrique sont réalisés par la société nationale du réseau de transport (Swissgrid), car il s'agit uniquement de retenir de l'énergie. Les centrales de réserve sont des installations produisant de l'énergie supplémentaire et devant éventuellement être construites. Les appels d'offres à cet effet sont donc effectués par le DETEC ou l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). S'agissant du recours à la réserve, Swissgrid est toutefois compétente pour l'ensemble de la réserve d'électricité, car les parties de la réserve doivent interagir ensemble. À cet égard, l'ordonnance fixe donc des exigences de base concernant la marche à suivre concernant le recours à la réserve. Il s'agit de définir dans quel ordre et dans quelle mesure de l'énergie est prélevée des deux réserves et comment elles interagissent. À titre exceptionnel, les centrales de réserve peuvent également être utilisées de manière préventive pour parer à une future pénurie d'électricité grâce à un apport d'énergie supplémentaire à la réserve hydroélectrique. L'ordonnance porte en plus sur les groupes électrogènes de secours qui appartiennent eux aussi à la partie complémentaire de la réserve.

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

Au niveau de la Confédération, il faut s'attendre à des charges accrues au niveau financier et du personnel pour l'exécution des dispositions prévues. Les dépenses supplémentaires concernent principalement la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) qui doit fixer les valeurs-clés des réserves et des appels d'offres correspondants, veiller au respect des engagements en matière de conservation de la réserve et définir la marche à suivre concernant le recours. L'OFEN doit aussi faire face à des charges d'exécution plus élevées. Celles-ci comprennent les contrats conclus avec chaque exploitant, la définition des exigences techniques d'exploitation pour les centrales de réserve et, le cas échéant, pour les groupes électrogènes de secours ainsi que la réalisation d'appels d'offres ou la désignation d'exploitants par d'autres moyens. Les besoins financiers supplémentaires (crédit de biens et services) peuvent être compensés sur le plan interne. Pour ce qui est des ressources humaines, il faut également compter avec des besoins supplémentaires à l'EiCom et à l'OFEN.

La rémunération pour la disponibilité et l'indemnisation pour l'énergie prélevée concernant les centrales de réserve sont répercutées sur les consommateurs d'électricité en tant que partie de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport. Il n'y a donc pas de charges pour la Caisse fédérale. Les coûts assumés par la Confédération pour que les centrales de réserve puissent être mises en service dès février 2023 lui seront également remboursés sans intérêt par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport.

Les centrales de réserve ont notamment des incidences sur le territoire et l'environnement (cf. également ch. 3). Les cantons et les communes où les centrales de réserve doivent être implantées sont particulièrement touchés. La Confédération est en discussion resp. va entamer des pourparlers avec des cantons et des communes. Au niveau financier et du personnel, les conséquences sont limitées. Elles peuvent être couvertes en partie par les redevances existantes. Dans les communes accueillant sur leur territoire des centrales de réserve, les autorités devront toutefois faire face à une charge de travail considérable à court terme.

3. Conséquences économiques, environnementales et sociales

L'utilisation de centrales de réserve augmente la sécurité de l'approvisionnement en électricité pour les entreprises et les ménages en Suisse. Elle doit permettre de parer à une situation de pénurie d'électricité ou de l'atténuer. Selon son intensité et sa durée, une telle pénurie peut avoir des répercussions considérables sur l'économie et la population, lesquelles impliquent des coûts élevés. Les centrales de réserve ont parallèlement des conséquences négatives sur le territoire et l'environnement.

La mise à disposition et l'utilisation éventuelle de centrales de réserve engendrent des coûts qui doivent être supportés par tous les consommateurs d'électricité. Dans le concept du 30 novembre 2021 relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe pour assurer la sécurité du réseau dans des situations d'urgence exceptionnelles, l'EiCom chiffre les coûts d'investissement à moyen terme pour les centrales à gaz de réserve à près de 700 à 900 millions de francs maximum dans l'ensemble, cette estimation se fondant sur une puissance totale allant jusqu'à 1000 mégawatts. Pour l'hiver à venir 2022/2023, la puissance des centrales de réserve sera toutefois moindre et les coûts seront donc inférieurs, car il est d'abord prévu d'utiliser les installations et les infrastructures

existantes. Suite à la conclusion du contrat avec GE Gas Power, le coût total de la centrale de réserve de Birr (AG) s'élève à environ 470 millions de francs pour toute sa durée d'exploitation. S'y ajoutent des coûts d'exploitation pour l'utilisation qui ne sont pas encore connus. Un exploitant est actuellement recherché. D'autres coûts sont attendus en lien avec la conclusion de contrats avec d'autres exploitants de centrales. Les négociations sont encore en cours. Cela vaut également pour l'intégration de groupes électrogènes de secours dans la réserve d'électricité pour l'hiver. Les estimations de coûts pour la période allant de 2023 à avril 2026 (trois ans et demi) partent d'un total d'environ 580 millions de francs pour les centrales de réserve existantes, y compris les groupes électrogènes de secours. Cela correspond à une augmentation de la rémunération pour l'utilisation du réseau d'environ 0,4 centime/kWh en moyenne de 2024 à 2026 (les tarifs 2023 sont déjà fixés). Il convient de noter qu'il s'agit de coûts provisoires qui ne tiennent pas compte d'éventuelles installations supplémentaires et des coûts variables résultant de l'utilisation concrète des centrales de réserve. Concernant la réserve hydroélectrique, les coûts se montent, selon de premières estimations, à environ 2,2 milliards de francs au total pour la période allant de l'hiver 2022/23 à l'hiver 2025/26, soit une hausse de la rémunération pour l'utilisation du réseau de près de 1 centime/kWh en moyenne. Les prix du marché variant actuellement parfois énormément, il est très difficile de prédire les prix dans l'appel d'offres.

Les centrales de réserve génèrent des émissions de CO₂ lors de tests de fonctionnement ou d'un recours effectif, ce qui peut avoir des répercussions sur le réchauffement climatique. Les centrales doivent cependant être exploitées de manière à ne pas alourdir le bilan de CO₂ dans l'ensemble. S'agissant des autres conséquences (territoire, qualité de l'air, bruit), certains assouplissements temporaires des prescriptions correspondantes sont nécessaires pour les centrales de réserve, dans l'intérêt supérieur de la sécurité d'approvisionnement. Des discussions et des vérifications sont en cours. Il est procédé à des adaptations juridiques dans le cadre de processus parallèles à la présente ordonnance.

4. Commentaires des dispositions

Les commentaires ci-après portent essentiellement sur les nouvelles dispositions relatives aux centrales de réserve. Concernant les dispositions relatives à la réserve hydroélectrique, nous renvoyons au rapport explicatif de septembre 2022 qui a été rédigé et publié dans le cadre de la première version de l'OIRH (ci-après: Rapport explicatif OIRH I)¹. Certains compléments apportés aux dispositions relatives à la réserve hydroélectrique sont uniquement mentionnés de manière succincte ci-après.

Art. 1

L'art. 1 comporte quelques adaptations sémantiques qui sont liées au complément de l'actuelle réserve hydroélectrique resp. à l'intégration des centrales de réserve dans la réserve. Le terme «hiver» qui figure également dans le titre de l'ordonnance doit être appréhendé au sens large. La période pertinente peut se poursuivre jusqu'à un moment de l'année déjà assimilé au printemps dans le langage courant.

Art. 2 à 5

Par rapport à la première version de l'OIRH, le texte des art. 2 à 5 fait avant tout l'objet d'adaptations mineures qui n'en modifient pas le contenu. Pour les explications relatives à ces articles, nous renvoyons au «Rapport explicatif OIRH I». L'art. 2 précise que la tâche de dimensionnement de

¹ <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/73025.pdf>

l'EiCom reste limitée à la réserve hydroélectrique, mais que l'EiCom doit également tenir compte dans ce cadre de la contribution liée à la nouvelle «réserve complémentaire» (art. 6 ss.).

L'EiCom est libre de dimensionner la réserve hydroélectrique dès le début de manière qu'elle puisse vraisemblablement fournir la contribution requise, ou de l'augmenter plus tard en utilisant les centrales de réserve de manière anticipée, lorsque le besoin apparaîtra (plus) concrètement.

Art. 6 Centrales de réserve et groupes électrogènes de secours

Al. 1 et 2: Les centrales de réserve fonctionnant au gaz ou avec d'autres agents énergétiques (à court terme, il peut s'agir de combustibles comme le pétrole) constituent, avec les groupes électrogènes de secours, la deuxième partie de la réserve d'électricité pour l'hiver («réserve complémentaire»). Dans son concept du 30 novembre 2021 relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe pour assurer la sécurité du réseau dans des situations d'urgence exceptionnelles, l'EiCom s'était fondée sur un scénario prévoyant une capacité de réserve supplémentaire de 1000 mégawatts de puissance. Selon l'art. 6, il s'agit aussi de l'ordre de grandeur de l'énergie qui doit être injectée à titre supplémentaire dans le système par le biais du complément de la réserve. Cette valeur doit toutefois pouvoir être appliquée de manière flexible. C'est en premier lieu une augmentation qui peut être envisagée s'il s'avère que 1000 mégawatts ne sont pas suffisants. Elle serait fixée par le DETEC (en concertation avec l'EiCom). Sur le plan matériel, les critères pour le dimensionnement de la réserve hydroélectrique sont pertinents dans ce cas (art. 2, al. 2).

L'*al. 3* contient une règle essentielle pour les centrales à gaz resp. les centrales de réserve et les groupes électrogènes de secours. Ils servent uniquement pour la réserve et ne produisent pas d'électricité pour le marché. Cette exclusion est nécessaire du point de vue de la politique climatique. Les centrales sont intégrées dans le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) pour le cas où elles seraient utilisées lors d'un recours à la réserve. Une production pour le marché - également intégrée dans le système SEQE - n'est toutefois pas souhaitée et est donc interdite. Une utilisation des générateurs afin de maintenir la tension du réseau pour Swissgrid est par contre envisageable, dans la mesure où cela ne limite pas la disponibilité de la réserve (art. 10, al. 3). Concernant les groupes électrogènes de secours, une marge subsiste pour que les exploitants les utilisent dans le cadre des propres besoins de leur entreprise (art. 14, al. 3).

Art. 7 Première constitution de la réserve complémentaire composée de centrales de réserve et extension ultérieure

Al. 1: Lors d'une phase préparatoire active, des négociations ont eu lieu entre la Confédération, représentée en premier lieu par le DETEC et l'OFEN, des propriétaires d'installations appropriées, des exploitants potentiels ainsi que les cantons, parallèlement à l'élaboration de l'ordonnance. Seul ce travail en parallèle a permis qu'un premier groupe d'installations de ce type soit disponible dès février 2023 pour la réserve. L'al. 1 soumet ces premières installations et leurs exploitants au régime de la réserve en vertu de l'OIRH. Étant donné que le gaz pourrait être rare durant l'hiver 2022/2023, il est important que les installations puissent être exploitées si possible sur une base bicomcombustible (cf. exigence relative à l'exploitation à l'art. 10, al. 1).

Les exploitants qui intègrent la réserve à l'hiver 2023 sous le régime de l'ordonnance OIRH y participent dans un premier temps pour une durée maximale de trois ans, c'est-à-dire jusqu'à la fin du printemps 2026. Cela est lié à la limitation de la durée de validité de l'OIRH jusqu'à fin 2026 (art 26, al. 2) et au fait que les contrats sont établis jusqu'à la fin de l'hiver/du printemps et non jusqu'à la fin de l'année. Cela ne signifie pas que les exploitants ne pourront plus faire partie de la réserve après cela. Au contraire, la participation ultérieure (sous un futur régime légal) est tout à fait possible.

Si cette partie de la réserve ne peut pas atteindre la capacité souhaitée grâce aux seules installations visées à l'al. 1 qui rejoignent immédiatement la réserve, l'*al. 2* donne la possibilité de mobiliser des centrales supplémentaires pour la réserve, avant tout dans la perspective des hivers suivants, mais en premier lieu de l'hiver 2023/2024. Comme tel est déjà le cas, l'accent est mis sur les installations déjà existantes qui pourraient être rapidement transformées et disponibles pour la réserve. Si un appel

d'offres efficace est possible (notamment s'il y a suffisamment d'intéressés) et si l'urgence n'impose pas une autre démarche, des appels d'offres doivent être organisés. L'*al.* 3 contient plusieurs critères d'attribution, mais la liste n'est pas exhaustive.

Dans ses *al.* 1 et 2, l'art. 7 établit donc une constitution en deux étapes de la réserve complémentaire avec des centrales de réserve. Une troisième étape consisterait à organiser, conformément à l'art. 12, également un cycle d'enchères pour de nouvelles centrales de réserve qui devraient encore être construites.

Dans le cas des centrales de réserve (et des groupes électrogènes de secours [cf. art. 13]), ce sont le DETEC et l'OFEN qui incluent les exploitants dans la réserve ou organisent les appels d'offres correspondants. Il s'agit d'une différence par rapport à la réserve hydroélectrique, cette tâche incombant dans ce cas à Swissgrid (art. 3). La différence d'attribution des tâches se justifie par le fait que la situation est différente selon les types d'installations. Alors que dans le cas de la force hydraulique, il s'agit «uniquement» de la conservation (de l'eau) dans des installations existantes, les centrales de réserve apportent, elles, une capacité ou une puissance supplémentaire dans le système. Il y a également de nouvelles répercussions, notamment au niveau de l'environnement, et le sujet revêt, dans l'ensemble, davantage une importance politique. Il ne serait donc pas opportun d'attribuer cette tâche à Swissgrid, du moins dans le cadre de la solution temporaire régie par l'OIRH (dans le cadre d'une réglementation légale future, une autre solution peut tout à fait être indiquée). Cette fonction ne doit pas non plus être confiée à l'EiCom, car il ne s'agit pas d'un sujet pour le régulateur et l'EiCom a d'autres tâches concernant la réserve d'électricité.

L'inclusion dans la réserve ne signifie pas que les autorisations de construire et d'exploiter sont déjà accordées. Lors de l'octroi des autorisations, il convient d'examiner non seulement les prescriptions techniques, mais aussi celles relevant du droit de l'environnement et de l'aménagement du territoire, et de respecter les procédures correspondantes, les règles étant partiellement assouplies pour certaines installations se trouvant dans la réserve jusqu'à l'hiver 2026.

Art. 8 Obligation de participation

De manière analogue à une éventuelle obligation de participation à la réserve hydroélectrique (art. 4), il doit également être possible d'obliger un exploitant en ce qui concerne les centrales de réserve.

Dans l'art. 8, la perspective est toutefois légèrement différente. En effet, au moins la première constitution de la réserve n'a pas lieu (comme dans le cas de la réserve hydroélectrique) par le biais d'enchères. Concernant les modules qui ont été transférés en Suisse pour l'installation de Birr (AG), l'art. 8 vise notamment à garantir qu'il y ait une entreprise pour exploiter l'installation au service de la réserve d'électricité (mise en service en février 2023). Si nécessaire, quelqu'un doit pouvoir y être contraint. La procédure est, en principe, la même que pour la réserve hydroélectrique et la possibilité d'obligation est également limitée dans le temps (art. 26, *al.* 3). L'art. 5, *al.* 4, LAP constitue la base légale. L'art. 8 va du reste plus loin que le cas évoqué et offre la possibilité d'obliger tous les exploitants qui s'y prêtent et seraient aptes à exploiter une centrale de réserve. Une démarche volontaire est cependant préférable à une obligation. La rémunération serait fixée par le DETEC, comme pour la réserve hydroélectrique (art. 4, *al.* 2).

Art. 9 Contrat avec les exploitants de centrales de réserve et rémunération pour la disponibilité

Al. 1 et 2: Outre les prescriptions de l'OIRH, la base de l'implication des exploitants dans la réserve est en premier lieu le contrat que l'OFEN conclut avec eux. L'OIRH énumère les principaux termes du contrat. Comme la *let.* e renvoie à l'art. 5, les obligations de renseignement et de notification ainsi que la peine conventionnelle sont également comprises; pour cette dernière, l'OFEN en arrête le cadre à la place de l'EiCom. Il est opportun que l'OFEN consulte l'EiCom pour ce faire.

Al. 3: Si les exploitants sont obligés à participer par le DETEC et qu'il n'est ensuite pas possible de trouver un consensus concernant les détails, l'OFEN doit déterminer unilatéralement les termes du contrat (cf. art. 5, *al.* 3 par analogie). Le fait qu'une autorité intervienne dans de telles relations ou contribue à en façonner le contenu survient également dans d'autres domaines, notamment en lien

avec l'accès au réseau (cf. p. ex. art. 13, al. 2 de la loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites; RS 746.1 ou art. 5, al. 3, OApEI).

Un aspect important est la rémunération appropriée pour la disponibilité (*al. 4*) que l'exploitant participant à la réserve d'électricité reçoit par trimestre. Cette rémunération permet de rembourser les coûts fixes, contrairement à l'indemnisation pour l'énergie prélevée qui couvre les coûts d'exploitation variables (art. 17, al. 3 et s.). La rémunération pour la disponibilité comprend notamment les coûts pour le terrain, la construction de l'installation, le raccordement aux réseaux de gaz et d'électricité ainsi que le stockage des combustibles. Seuls les coûts effectivement supportés par l'exploitant sont rémunérés. Si la Confédération met une centrale à disposition par le biais d'un tiers (p. ex. à Birr), la rémunération pour la disponibilité ne comprend pas de coûts de construction ou de location. La prise en charge des coûts constitue cependant uniquement une avance et ces montants devraient être remboursés à la Confédération, à partir de 2024 (cf. art. 20, al. 1).

Art. 10 Exigences opérationnelles

La principale exigence concernant l'exploitation est que la centrale de réserve doit, si possible, être exploitable sur une base bicom bustible, ce qui est notamment pertinent pour les deux premiers hivers, étant donné que le gaz pourrait être rare à ce moment.

En vertu de l'*al. 2*, les installations doivent également continuer de respecter les prescriptions de nature technique fixées par l'OFEN (art. 30, al. 3, LApEI) concernant l'exploitation. Celles-ci tiennent compte d'une part des possibilités techniques d'une centrale, mais aussi des exigences du système d'approvisionnement en électricité en termes de flexibilité d'utilisation de la réserve.

Al. 3: Les générateurs peuvent également être utilisés pour le maintien de la tension, sans qu'une autorisation soit nécessaire, à condition naturellement que la disponibilité de la réserve ne soit pas réduite.

Art. 11 Tarif pour l'utilisation des installations de transport par conduites

Les rémunérations pour l'utilisation des installations de transport par conduites dans le cadre de la fourniture de gaz aux centrales à gaz peuvent constituer un facteur de coût important. Elles ne sont pas réglementées et ne relèvent pas de la compétence de l'EiCom. Selon l'art. 13 de la loi sur les installations de transport par conduites, en cas de différend, il appartient à l'OFEN de décider. Il est ainsi habilité à intervenir (par voie de décision) comme régulateur si les rémunérations ne sont pas appropriées. L'OFEN devrait choisir une solution correspondant aux coûts réels.

Art. 12 Appels d'offres pour de nouvelles centrales de réserve ultérieures

En plus des centrales de réserve qui, conformément à l'art. 7, seront admises dans la réserve complémentaire au cours des hivers prochains, il est possible que l'on ait besoin à moyen terme d'autres centrales de réserve - cette fois-ci véritablement nouvelles -, éventuellement sur de nouveaux sites. Il n'est pas prévu que la Confédération devienne exploitant ou producteur des nouvelles installations mentionnées à l'art. 12. Elle se contenterait de rechercher, au moyen de mises aux enchères, des acteurs pour construire et exploiter ces installations. Elle n'est pas habilitée par la Constitution à agir elle-même comme producteur d'électricité sur le marché. L'approvisionnement énergétique relève de la branche énergétique (art. 6, al. 2, LEne), laquelle appartient principalement aux cantons et communes. Ceux-ci sont donc aussi responsables, en tant que propriétaires, de faire en sorte que de nouvelles centrales soient construites. Jusqu'ici, toutefois, la branche énergétique n'a pas encore pris les mesures nécessaires. Les délais de réalisation (planification, aménagement du territoire, autorisation, construction) sont longs pour de tels projets. C'est pourquoi la Confédération doit pouvoir organiser rapidement des appels d'offres pour que des projets ad hoc puissent débiter. Or, les bases légales formelles nécessaires à cet effet font défaut. Lors des débats parlementaires

concernant la loi fédérale sur un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Conseil fédéral soumettra donc des bases légales formelles pour régler les appels d'offres portant sur de nouvelles centrales. Ce faisant, il permettra de mettre au point le contenu normatif de l'art. 12. Concrètement, la réalisation d'un appel d'offres pour de nouvelles centrales sera effectuée de manière anticipée sur la base de cette ordonnance, mais régie ensuite par une disposition que le Conseil fédéral proposera d'inscrire dans l'OApEI (réserve d'énergie). Elle n'aura donc qu'un caractère transitoire.

L'art. 12 pose seulement la première pierre pour de telles installations, mais ne signifie pas leur construction. Pour cela, il faudrait respecter les procédures et prescriptions normales le moment venu. Les allègements (au niveau de la procédure et du droit matériel) qui sont actuellement accordés aux installations entrant en service en février 2023 sont limités dans le temps et à ces installations. Ils ne s'appliquent pas aux nouvelles installations visées par l'art. 12.

Art. 13 Participation de groupes électrogènes de secours

Les groupes électrogènes de secours peuvent également apporter une contribution précieuse à la réserve. Ils sont généralement utilisés pour alimenter en électricité des consommateurs finaux particulièrement importants (hôpitaux, pompes à eau potable ou centres de calcul) même en cas de panne du réseau public. Il s'agit généralement de groupes électrogènes fonctionnant au diesel et dont la puissance peut atteindre plusieurs milliers de kilowatts. Les groupes électrogènes de secours et leurs exploitants appartiennent à la «réserve complémentaire» et donc à la deuxième partie de la réserve. Comme pour les centrales de réserve à gaz ou bicom bustibles, des négociations ont eu lieu avec les propriétaires et les exploitants de tels groupes électrogènes en préparation de l'hiver 2022/2023. En plus de ce premier groupe d'exploitants qui passeront dans le régime de l'OIRH à partir de février 2023 (*al. 1*), il existe un potentiel pour d'autres participants. Ils pourraient entrer dans la réserve plus tard au cours de l'hiver 2023 ou de l'hiver suivant (*al. 2*). Ils devraient être déterminés principalement par le biais d'enchères. Si cela est faisable techniquement dans un cas concret, une installation peut aussi intégrer la réserve seulement à titre partiel (*al. 4*).

Une obligation (*al. 3*) est également prévue ici, de manière analogue à la réserve hydroélectrique et aux centrales de réserve. Il existe toutefois une exception importante: dans le cas de groupes électrogènes de secours faisant partie d'infrastructures militaires ou d'autres infrastructures importantes, une telle obligation est impossible. Une participation volontaire (via les appels d'offres) est bien entendu possible.

Art. 14 Contrat avec des exploitants de groupes électrogènes de secours et rémunération pour la disponibilité

Nombre des conditions-cadres qui s'appliquent à la réserve hydroélectrique et aux centrales de réserve à gaz ou bicom bustibles sont également pertinentes pour les groupes électrogènes de secours, parfois sous une forme légèrement adaptée. De nombreuses prescriptions ne relevant pas de cette ordonnance sont également applicables aux groupes électrogènes de secours, notamment les normes en matière de protection contre le bruit ou les prescriptions cantonales concernant les rejets de chaleur. Le contrat devant être conclu est une base importante pour leur position dans la réserve. En raison du grand nombre d'intéressés, un pooling est également possible, afin de regrouper plusieurs exploitants dans le cadre d'un même contrat. Une autre différence par rapport aux centrales de réserve à gaz ou bicom bustibles est que ces dernières n'ont pas du tout le droit de produire d'électricité pour le marché (art. 6, *al. 3*). Pour les groupes électrogènes de secours, une utilisation dans l'entreprise reste en revanche possible; un tel usage pour les propres besoins doit toutefois céder le pas lors d'un recours à la réserve. Ce dernier doit permettre d'éviter les coupures au niveau du réseau. En cas de coupure, l'utilisation pour les propres besoins est à nouveau prioritaire.

Art. 15 Marche à suivre concernant le recours à la réserve

Le recours à la réserve dans le seul cadre de la réserve hydroélectrique est déjà complexe. La deuxième partie de la réserve («réserve complémentaire») ajoute encore à la complexité du mécanisme. Il s'agit de mettre en place pour le recours une coordination ou une priorisation judicieuse entre les parties de la réserve, en fonction du problème. L'OIRH ne se prête pas pour apporter les spécifications détaillées nécessaires. L'EiCom doit plutôt les définir dans une marche à suivre, à l'appui des exigences de l'OIRH. Comme pour la définition des valeurs-clés de la réserve hydroélectrique visée à l'art. 2 il ne s'agit ni d'une règle de droit (en dépit du terme « Ordnung » en allemand, qui peut aussi désigner un acte législatif) ni d'une décision. Il s'agit bien plus d'une étape de concrétisation de l'application du droit. L'EiCom peut, par exemple, déterminer les spécifications dans une directive, étant donné que la marche à suivre concernant le recours à la réserve concerne Swissgrid, qui est chargée de son exécution (cf. également «Rapport explicatif OIRH I»).

L'al. 2 énumère les principaux objectifs et les critères à prendre en compte dans le cadre de la marche à suivre concernant le recours à la réserve. Le type de situation de pénurie éventuelle et la disponibilité des différentes réserves d'énergie jouent un rôle important. Si par exemple l'eau dans les lacs d'accumulation est rare, mais que les combustibles pour les centrales de réserve sont largement disponibles, les centrales de réserve doivent être utilisées en priorité. Outre la disponibilité (probable) de l'énergie, la puissance disponible est également pertinente. La réserve hydroélectrique offre généralement une puissance élevée, mais une quantité d'énergie limitée. C'est exactement l'inverse pour les centrales de réserve. Les centrales de réserve sont donc plus importantes pour les situations de pénurie prolongées, alors que la réserve hydroélectrique sert surtout à surmonter une pénurie de courte durée en hiver ou au printemps. Il est recouru de préférence à la réserve hydroélectrique, à condition que rien ne s'y oppose sur le plan technique (cf. al. 2, let. d: «limiter les émissions de polluants et les effets sur le climat»). Il est ainsi tenu compte de l'art. 9 LApEI qui donne la priorité aux énergies renouvelables et sur lequel se fonde la présente ordonnance (art. 9, al. 3, LApEI).

La marche à suivre concernant le recours à la réserve doit également tenir compte des différences de niveau d'émissions entre les centrales de réserve. Les émissions émises par la production d'électricité dans les centrales thermiques à combustibles fossiles varient fortement en fonction de la technologie utilisée. Dans le meilleur des cas, la production de 1 GWh d'électricité génère p. ex. 130 kg de NOx (turbine à gaz avec catalyseur SCR). Dans le pire des cas, il faut compter pour la même quantité d'électricité avec des émissions de plus de 9 tonnes de NOx (moteurs à combustion de groupes électrogènes de secours sans catalyseur SCR). Dans le cas où toutes les centrales de réserve fonctionnent en même temps, leurs émissions d'oxyde d'azote sont, dans le pire des scénarios, du même ordre de grandeur que toutes les autres sources réunies. L'impact des centrales de réserve sur l'environnement ne dépend donc pas seulement de la durée d'utilisation ou de la quantité d'électricité, mais aussi dans une large mesure de l'ordre dans lequel elles sont exploitées. Il faut également tenir compte du fait que les retombées au niveau de la qualité de l'air peuvent varier considérablement en fonction de l'emplacement et des conditions météorologiques. Afin de minimiser les conséquences sur l'environnement, la marche à suivre concernant le recours à la réserve donne la priorité aux installations présentant de faibles émissions.

Art. 16 Recours à la réserve

L'art. 16 ne subit presque aucune modification par rapport à la version qui concernait uniquement la réserve hydroélectrique en cas d'absence d'équilibre du marché. Swissgrid procède au recours à la réserve, sans autorisation préalable de l'EiCom (inchangé par rapport à la version précédente de l'ordonnance) et en se conformant en principe à la marche à suivre concernant le recours à la réserve.

L'al. 5 règle désormais le cas d'un recours aux centrales de réserve pour augmenter la réserve hydroélectrique. Cela peut s'avérer nécessaire lorsque le marché est encore équilibré, mais qu'il apparaît qu'il n'y aura pas assez d'énergie disponible pour l'approvisionnement en électricité jusqu'à la fin de l'hiver. Afin de fausser le moins possible le marché, l'énergie supplémentaire produite par les centrales de réserve n'est pas vendue sur le marché, mais ajoutée à la réserve hydroélectrique. L'électricité qui aurait été produite dans une centrale à accumulation est alors remplacée par de

l'électricité provenant des centrales de réserve. L'eau reste dans le lac d'accumulation et sera à l'avenir à la disposition de la réserve hydroélectrique; cette eau ne peut plus être utilisée pour la vente d'électricité sur le marché. Le choix des lacs d'accumulation peut se faire soit par le biais d'un appel d'offres, soit être fixé par les autorités, comme pour la constitution régulière de la réserve hydroélectrique. Par rapport à cette dernière, l'intervention est toutefois moindre, étant donné que les exploitants de centrales hydroélectriques disposent de la production des centrales de réserve pour remplacer l'énergie conservée. Pour cette raison et parce que, selon les circonstances, il y a peu de temps à disposition et que la concurrence ne fonctionne pas nécessairement, une obligation de conservation peut être ordonnée sans appel d'offres préalable. L'autorité compétente est l'EiCom. Elle définit la quantité d'énergie à conserver, la répartition entre les différents lacs d'accumulation et d'autres modalités.

Les critères d'une telle augmentation de la réserve hydroélectrique doivent être très restrictifs. Les centrales de réserve fonctionneraient sinon sans véritable nécessité et prendraient le pas sur des mesures plus appropriées basées sur le marché, comme la réduction de la consommation d'électricité ou des investissements dans une nouvelle production d'électricité (renouvelable). La décision d'utiliser les centrales de réserve à titre préventif appartient également à l'EiCom. Elle peut s'appuyer sur les résultats d'analyses à court terme de la sécurité d'approvisionnement et se fonder sur des critères tels que des prix demeurant très élevés sur les marchés à terme.

Art. 17 Indemnisation en cas de recours à la réserve

L'*al. 1* définit l'indemnisation pour l'énergie prélevée que les exploitants reçoivent individuellement, en fonction du recours effectué les concernant. Elle fait partie du contrat conclu avec les exploitants d'installations pour tous les types de réserve (art. 5, al. 2, let. d, art. 9, al. 2, let. e et art. 14, al. 1). Dans le cas de la réserve hydroélectrique, l'indemnisation est calculée en se fondant sur les valeurs-clés fixées par l'EiCom (*al. 2*). Les *al. 3 à 6* portent sur l'indemnisation en cas de recours à la réserve complémentaire. S'agissant de cette dernière, l'indemnisation pour l'énergie prélevée couvre les coûts variables de la production d'électricité. Il s'agit notamment des coûts des agents énergétiques et des émissions de CO₂ générées (cf. art. 2 de la loi sur le CO₂ qui définit entre autres les droits d'émission), ainsi que de l'usure de l'installation. Pour les centrales de réserve, l'indemnisation pour l'énergie prélevée comprend également les coûts supplémentaires de personnel occasionnés par une utilisation et les coûts de l'eau nécessaire à l'exploitation. Un forfait journalier pour les jours où les installations doivent être fonctionnelles est également versé dans le cas des centrales de réserve, indépendamment du fait qu'elles soient effectivement utilisées ou non. Lorsque le calcul nécessite des paramètres standardisés, ceux-ci sont fixés par l'EiCom. Elle peut en outre fixer des paramètres afin de limiter les gains excessifs.

Art 18 Supplément en cas de recours à la réserve et revente de l'énergie

Un recours à la réserve ne doit pas être intéressant pour les groupes-bilan, car la réserve n'est pas supposée pallier les situations que le marché peut encore maîtriser. C'est pourquoi – comme tel est déjà le cas pour la réserve hydroélectrique - des incitations financières négatives claires sont prévues (*al. 1*). Afin de ne pas compromettre l'objectif de la réserve, une interdiction d'arbitrage (pas de revente avec bénéfice) et une interdiction de vente à l'étranger sont prévues à l'*al. 2* (comme pour la réserve hydroélectrique). Pour de plus amples informations sur les deux premiers alinéas, nous renvoyons au «Rapport explicatif OIRH I». Dans la foulée, l'*al. 3* stipule également que les bénéfices doivent être versés s'ils ont été réalisés au mépris des règles visées à l'*al. 2*. Une telle obligation de restitution concorde, par exemple, avec l'art. 41 LAP, qui prévoit que les valeurs patrimoniales obtenues de manière illicite doivent être cédées. L'art. 41 LAP est pertinent puisque la réserve d'électricité s'appuie non seulement sur l'art. 9 LAPeI, mais aussi sur la LAP (préparatifs). En cas de vente à l'étranger, la même obligation de restitution s'applique. Il faut alors calculer le bénéfice à considérer. Si Swissgrid se heurte à une résistance de la part des acteurs fautifs lors de l'application de l'*al. 3*, l'EiCom devrait rendre une décision correspondante. En plus de l'obligation de restitution, les manquements aux prescriptions de l'*al. 2* sont également punissables (art. 22).

Art. 19 Coûts et financement

Al. 1 et 2: Comme c'est déjà le cas pour la réserve hydroélectrique, le financement de la deuxième partie de la réserve est assuré principalement par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport, de manière analogue aux services-système. La deuxième partie de la réserve permet certes d'apporter de l'énergie supplémentaire dans le système, mais uniquement dans des situations de pénurie strictement définies. Dans ces cas de figure, la réserve et sa deuxième (nouvelle) partie servent en fin de compte aussi à assurer la stabilité du réseau. L'imputation des coûts par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau est donc indiquée. L'ensemble de la réserve d'électricité est donc principalement supporté par la rémunération pour l'utilisation du réseau (niveau de réseau 1). D'un point de vue économique, tous les consommateurs d'électricité sont ainsi mis à contribution (art. 14, al. 2, LApEI). Du reste, il en irait de même si l'on avait opté pour un financement par le biais du supplément prévu à l'art. 9, al. 4, LApEI. Le tarif pour l'utilisation du réseau de transport est fixé bien avant le début d'une année civile. Dans le cadre du financement des centrales de réserve à partir de leur mise en service en février 2023, l'augmentation pourra donc seulement avoir lieu après coup. Swissgrid s'en chargera pour l'année suivante et devra pallier par conséquent des différences de couverture qui devraient être élevées. Il en va par ailleurs de même pour la réserve hydroélectrique.

Les paiements (élevés) que les groupes-bilan devraient effectuer en cas de recours à la réserve peuvent s'ajouter aux recettes provenant de la rémunération pour l'utilisation du réseau; des revenus provenant de peines conventionnelles sont également possibles. Toutes ces recettes sont regroupées et sont disponibles dans leur ensemble pour couvrir les différentes dépenses (*al. 1*), c'est-à-dire les rémunérations pour la conservation et la disponibilité ainsi que l'indemnisation pour l'énergie prélevée qui doivent être versées aux exploitants. Selon l'*al. 3*, les coûts d'exécution, notamment ceux de Swissgrid, sont également financés par les mêmes moyens mis en commun; le principe s'inspire de celui de l'art. 35 de la loi sur l'énergie.

Art. 20 Remboursements à la Confédération

L'art. 20 reprend le fait que certaines prestations ont été préfinancées par la Confédération durant la phase préparatoire de l'OIRH à partir de l'été 2022, comme le transfert en Suisse de modules pour la centrale de réserve à Birr (AG). Cela vaut également pour les coûts de location. Ces différentes dépenses doivent être remboursées à la Confédération selon la même règle que celle s'appliquant pour les centrales de réserve à partir de l'entrée en vigueur de la nouvelle OIRH (rémunération pour l'utilisation du réseau de transport). Le remboursement ne doit toutefois pas être effectué d'un seul coup. Comme les tarifs du réseau pour 2023 ont déjà été fixés longtemps avant l'entrée en vigueur de la nouvelle OIRH, une augmentation peut intervenir seulement à partir de 2024. Par ailleurs, la charge doit être répartie sur trois ans. En effet, étant donné la situation actuelle de forte hausse des prix de l'électricité, il convient d'éviter des charges supplémentaires exceptionnelles et disproportionnées pour les consommateurs d'électricité. La période de trois ans coïncide avec la (nouvelle) durée de validité de l'OIRH jusqu'à fin 2026 (cf. art. 26, al. 2). Comme l'augmentation de la rémunération pour l'utilisation du réseau n'est pas possible avant 2024, le remboursement à la Confédération pourra lui aussi commencer seulement à partir de 2024, également de manière échelonnée sur trois ans.

Les *al. 2 et 3* règlent un autre cas, certes peu probable, mais qui nécessite d'être réglé. Comme nous l'avons déjà mentionné, des modules ont dû être amenés en Suisse durant la phase préparatoire. Leurs propriétaires n'entraient toutefois pas en ligne de compte comme exploitants d'une centrale de réserve. Il faut donc chercher un autre acteur. Au cas où cette recherche serait infructueuse et où les installations resteraient «inexploitées» en pratique parce qu'une autre utilisation en dehors de la réserve (en Suisse ou à l'étranger) ne serait pas trouvée assez rapidement, le propriétaire des éléments de l'installation devrait être indemnisé. L'*al. 3* définit le cadre temporel et matériel de cette indemnisation (art. 38, al. 2, LAP) et l'*al. 2* précise que l'indemnisation se ferait également par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau resp. que toute avance versée par la Confédération devrait être remboursée par ce biais.

L'al. 4 règle un autre type d'indemnisation. Il s'agit d'un paiement comme celui qui est, par exemple, visé à l'art. 20 de la loi sur l'énergie du canton d'Argovie en faveur de la commune dans laquelle une «grande installation de production d'énergie» est construite. L'al. 4 porte uniquement sur les bases juridiques cantonales ou communales qui existaient déjà au moment de l'ouverture de la procédure de consultation relative à la présente ordonnance (OIRH). Le financement se ferait également par le biais de la rémunération pour l'utilisation du niveau de réseau 1, du moins ultérieurement, après une éventuelle avance de la Confédération dans un proche avenir (ce qui ne doit toutefois pas être préjugé ici). La perception resp. l'augmentation des coûts du réseau pourrait également être répartie sur plusieurs années pour ce poste de coûts.

Art. 21 à 23

Par rapport à la première version de l'OIRH, les art. 21 à 23 font seulement l'objet de légères adaptations d'ordre rédactionnel. Il convient de mentionner un complément à l'art. 22. Jusqu'à présent, l'EiCom et Swissgrid avaient des tâches à accomplir concernant la réserve hydroélectrique, la compétence de prendre des décisions contraignantes revenant à l'EiCom et non à Swissgrid. S'agissant de la «réserve complémentaire» qui vient d'être ajoutée, d'autres instances (DETEC, OFEN) ont également des tâches et des attributions. L'art. 22 en fait état de manière nuancée. Il n'affecte pas les compétences de l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) qui sont fondées sur la LAP.

Art. 24 Modification d'autres actes

1. Ordonnance du 30 novembre 2012 sur le CO₂

Les centrales de réserve, c'est-à-dire les centrales qui fonctionnent au gaz ou avec d'autres agents énergétiques, sont tenues de participer au système d'échange de quotas d'émission (SEQE) en raison de leur puissance calorifique totale de combustion élevée (annexe 6 de l'ordonnance sur le CO₂; RS 641.711). L'intégration dans le négoce des droits d'émission garantit que les émissions supplémentaires de ces installations sont compensées dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission (SEQE). Conformément à l'art. 41 de l'ordonnance sur le CO₂ actuellement en vigueur, les installations qui émettent moins de 25 000 tonnes de CO₂ peuvent demander à être exemptées de l'obligation de participer au SEQE, mais paient alors la taxe sur le CO₂, qui se monte pour le moment à 120 francs par tonne de CO₂. Afin que les centrales électriques soient exploitées de manière à ne pas alourdir le bilan de CO₂ en général, aucune exception à l'obligation de participation ne doit être possible. Parallèlement à l'intégration des centrales de réserve dans la réserve d'électricité pour l'hiver par le biais de la présente ordonnance, l'ordonnance sur le CO₂ va donc être adaptée au titre de la modification d'un autre acte. Afin d'éviter tout vide juridique jusqu'à l'entrée en vigueur, les exploitants s'engagent dans les contrats à ne pas demander d'exception pour l'installation en vertu de l'art. 41 de l'ordonnance sur le CO₂. Les règles ne s'appliquent pas aux groupes électrogènes de secours. Leurs émissions supplémentaires doivent donc être compensées après coup à l'étranger, soit par les importateurs de carburants soumis à l'obligation de compensation, soit à titre subsidiaire par la Confédération, afin que la Suisse puisse respecter ses engagements internationaux conformément à l'Accord de Paris sur le climat.

2. Ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité

Les modifications apportent une adaptation d'ordre purement rédactionnel en lien avec la nouvelle terminologie de l'OIRH.

Art. 25 Abrogation d'autres actes

L'OIRH précédente est entièrement remplacée par sa nouvelle version.

Art. 26 Entrée en vigueur et durée de validité

L'OIRH est limitée dans le temps. La première version de l'OIRH avait déjà une durée de validité limitée. Elle est dorénavant prolongée, car les exploitants des centrales de réserve avec lesquels la Confédération a mené des négociations n'étaient pas d'accord avec une durée d'exploitation plus courte que jusqu'à la fin du printemps 2026. Il convient donc de fixer désormais la durée de validité jusqu'à fin 2026, notamment compte tenu de l'art. 20, al. 1. Si le Parlement adopte la réglementation légale sur les centrales de réserve dans les meilleurs délais, la présente ordonnance de transition pourrait être rapidement transposée dans une ordonnance d'exécution normale de la loi.

Al. 3: La possibilité d'obliger les exploitants à participer à la réserve est limitée dans le temps, plus précisément jusqu'en mai 2024. Une telle obligation représentant une forte ingérence, il convient d'en user avec prudence (cf. également «Rapport explicatif OIRH I»). Si cette possibilité est nécessaire au-delà de la mi-mai 2024, elle devrait être prolongée.