



Directive 6/2025 :

Valeurs-clés pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique pour l'année hydrologique 2025/2026

En vertu des art. 22, al. 1, et 8b, al. 3, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI ; RS 734.7 ; état au 1^{er} janvier 2025), en relation avec l'art. 2 de l'ordonnance du 25 janvier 2023 sur l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver (OIRH ; RS 734.722 ; état au 1^{er} janvier 2025), l'ElCom fixe en date du **20 juin 2025** les valeurs-clés suivantes pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique pour l'année hydrologique 2025/2026, sous réserve d'éventuelles modifications législatives :

1 Durée et période de conservation de la réserve

Au cours de l'année hydrologique 2025/2026, la réserve hydroélectrique (ci-après : réserve) sera conservée du **1er février 2026 au 15 mai 2026 (00h00)**. L'ElCom se réserve le droit de dissoudre prématurément la réserve (art. 25, al. 5, OIRH).

2 Quantité d'énergie

Les participants à la réserve (ci-après également participants) conservent une quantité d'énergie totale de 250 GWh de réserve hydroélectrique. Cela correspond à 2.97 % de la quantité totale d'énergie produite par toutes les centrales hydroélectriques à accumulation suisses d'une capacité de stockage supérieure ou égale à 10 GWh (8421 GWh)¹. La quantité d'énergie pour la réserve est constituée en tenant compte de la disponibilité de la réserve complémentaire. Le volume total de la réserve et de la réserve complémentaire pour 2025/2026 correspond à un ordre de grandeur comparable à celui des années précédentes. Si nécessaire, l'ElCom peut adapter ultérieurement la quantité totale d'énergie à conserver (art. 3a, al. 3, 2^e phrase, OIRH).

¹ État : 16.06.2025 (capacité selon la demande de données).

3 Conservation obligatoire de la réserve

3.1 Obligation de participer

La réserve hydroélectrique est constituée de centrales hydroélectriques à accumulation d'une capacité de stockage d'au moins 10 GWh qui injectent de l'électricité dans la zone de réglage Suisse (art. 3 OIRH). Les acteurs suivants (participants à la réserve) sont obligés de participer à la réserve hydroélectrique (art. 3a, al. 1, OIRH) :

- a. pour les centrales qui ne sont pas organisées en tant que centrales partenaires : les exploitants ;
- b. pour les centrales qui sont organisées en centrales partenaires : les partenaires à hauteur de la part qu'ils conservent dans la centrale partenaire.

La situation au 30 avril de chaque année est déterminante pour l'obligation de participer. Pour ce qui est des centrales transfrontalières, seule la partie attribuée à la Suisse par un traité international est concernée. La teneur énergétique d'un lac d'accumulation est déterminée en fonction de la cascade de production totale d'un complexe de centrales relié sur le plan hydraulique et optimisé conjointement (art. 3a, al. 2, OIRH).

Chaque participant à la réserve doit conclure avec Swissgrid un contrat portant sur la participation à la réserve conformément à l'art. 5 OIRH. Si nécessaire, l'EiCom peut décider de la participation et de la teneur du contrat (art. 3a, al. 5, et art. 5, al. 5, OIRH).

3.2 Base de calcul de la quantité de réserve

Le part en pour cent selon l'art. 2, al. 3, let. a, OIRH est fixée sur la base de la quantité totale d'énergie de toutes les centrales hydroélectriques à accumulation d'une capacité de stockage d'au moins 10 GWh. Les données se basent sur le document « Contenu énergétique - Lac stockage Suisse » publié par l'OFEN en avril 2024 et vérifié en 2025 par les exploitants sur demande de l'EiCom.

3.3 Répartition entre les participants à la réserve

La part de la quantité d'énergie à conserver par participant à la réserve correspond à la part de chaque participant dans tous les lacs d'accumulation pris en compte pour le calcul conformément au point 3.2 (art. 3a, al. 3, OIRH). Pour les participants à la réserve, on obtient les valeurs suivantes (données en % et en MWh ; le calcul est présenté en annexe) :

Participants à la réserve	Part du participant à la réserve en % de la quantité totale d'énergie	Part du participant à la réserve en MWh
Administraziun communal Disentis	0.05990%	149.74
Administraziun communal Medel	0.01089%	27.23
AEV Amt für Energie und Verkehr	2.17845%	5446.12
Alpiq AG	21.95741%	54893.53
Amt für Wasser und Energie	0.00993%	24.83
Axpo Hydro AG	6.06117%	15152.93
Axpo Power AG	11.45750%	28643.74
Axpo Solutions AG	3.99782%	9994.55
Azienda Elettrica Ticinese	5.04716%	12617.90
BKW Energie AG	10.67499%	26687.48
Cancelleria Comunale Mesocco	0.00179%	4.47

Città di Lugano	0.40201%	1005.03
CKW AG	3.52145%	8803.63
Commune de Bourg St Pierre	0.10848%	271.20
Commune de Fully	0.08978%	224.44
Commune de Liddes	0.04580%	114.51
Commune de Val de Bagnes	0.18553%	463.82
Comune di Bregaglia	0.01040%	26.00
Comune di Buseno	0.00021%	0.52
Comune di Calanca	0.00024%	0.59
Comune di Cama	0.00012%	0.30
Comune di Castaneda	0.00012%	0.30
Comune di Grono	0.00012%	0.30
Comune di Lostallo	0.00018%	0.45
Comune di Rossa	0.00033%	0.82
Comune di Roveredo	0.00018%	0.45
Comune di Soazza	0.00030%	0.75
Departement Bau und Umwelt	0.58492%	1462.30
Edison S.p.A. Milano	1.38686%	3467.16
Électricité de France SA (EDF)	0.72356%	1808.89
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	8.66522%	21663.05
Elektrizitätswerk Obwalden	0.47433%	1185.81
EnAlpin AG	0.43207%	1080.16
EnBAG AG	0.16150%	403.75
Energia S-chanf	0.02986%	74.64
Energie Service Biel/Bienne (ESB)	0.10798%	269.95
Energie Wasser Bern	1.68468%	4211.71
EWA-energieUri AG	0.56437%	1410.94
ewl energie wasser luzern	0.22927%	573.18
FMV SA	1.03190%	2579.76
Gemeinde Agarn	0.00617% ²	15.43
Gemeinde Leuk		
Gemeindeverwaltung Oberems		
Gemeindekanzlei Turtmann-Unterems		
Gemeinde Avers	0.00832%	20.80
Gemeinde Bonaduz	0.02130%	53.25
Gemeinde Breil/Brigels	0.06346%	158.66
Gemeinde La Punt Chamues-ch	0.00522%	13.06
Gemeinde Lumnezia	0.04327%	108.17
Gemeinde Madulain	0.00149%	3.73
Gemeinde Rheinwald	0.00971%	24.27
Gemeinde Rongellen	0.00555%	13.87
Gemeinde Safiental	0.17540%	438.51
Gemeinde Sagogn	0.00566%	14.15
Gemeinde Scuol	0.04099%	102.48
Gemeinde Sils im Domleschg	0.00832%	20.80
Gemeinde Tamins	0.00433%	10.82
Gemeinde Thusis	0.01491%	37.27
Gemeinde Zernez	0.01791%	44.78
Gemeindekanzlei Ferrera	0.01664%	41.61
Gemeindekanzlei Zillis-Reischen	0.02219%	55.47
Gemeindeverwaltung Sufers	0.00832%	20.80
Gemeindeverwaltung Andeer	0.04854%	121.35

² Valeur commune pour les communes d'Agarn, Leuk, Oberems, Turtmann-Unterems

Gemeindeverwaltung Flims	0.00100%	2.50
Gemeindeverwaltung Ilanz/Glion	0.04402%	110.06
Gemeindeverwaltung Schluein	0.00200%	4.99
Gemeindeverwaltung Sumvitg	0.05445%	136.13
Gemeindeverwaltung Trin	0.00466%	11.65
Gemeindeverwaltung Trun	0.11435%	285.87
Gemeindeverwaltung Tujetsch	0.07623%	190.58
Gemeindeverwaltung Vals	0.22866%	571.64
Gemeindeverwaltung Valsot	0.02015%	50.38
Gemeindeverwaltung Zuoz	0.00179%	4.48
Gemeine Muntogna da Schons	0.05513%	137.82
Genedis SA	0.03491%	87.28
Groupe E SA	0.95432%	2385.80
IWB Industrielle Werke Basel	5.13173%	12829.33
OIKEN SA	0.64421%	1610.54
Repower AG	1.82578%	4564.45
Romande Energie SA	0.98644%	2466.11
Schweizerische Bundesbahnen SBB	5.26824%	13170.61
SN Energie AG	0.95856%	2396.40
Ville de Lausanne	0.07805%	195.12
Ville de Sierre	0.22927%	573.18
Ville de Sion	0.85955%	2148.89

3.4 Répartition entre regroupements de centrales hydroélectriques et accords avec d'autres participants à la réserve

La répartition entre les centrales hydroélectriques à accumulation incombe aux participants à la réserve, sous réserve des conditions énoncées aux points 3.5 et 3.6. Les participants sont libres d'utiliser également des regroupements de centrales hydroélectriques d'une capacité inférieure à 10 GWh pour la constitution de réserves, pour autant que ceux-ci remplissent les conditions nécessaires conformément au point 3.6 (art. 4, al. 1, OIRH) et les conditions techniques prévues par les contrats conclus avec Swissgrid.

Les participants à la réserve peuvent échanger leur quantité d'énergie à conserver avec d'autres participants à la réserve dans le respect des points 3.5 et 3.6. Les participants à la réserve initiaux restent toutefois responsables de la conservation (art. 4, al. 2, OIRH).

Les participants à la réserve communiquent à l'EICOM et à la société nationale du réseau de transport jusqu'au **31 décembre 2025** les répartitions et les échanges prévus. À partir de ce moment, les échanges ne sont possibles que dans des cas exceptionnels justifiés. La répartition selon le point 3.4 ainsi que les échanges sont soumis à l'autorisation de l'EICOM conformément à l'art. 4, al. 3, OIRH, pour autant qu'ils soient conformes au droit et qu'ils respectent notamment les prescriptions énoncées aux points 3.5 et 3.6.

3.5 Répartition de l'énergie

Au maximum 30 % de la réserve hydroélectrique peuvent être conservés dans chaque regroupement de centrales relié sur le plan hydraulique, la conservation par différents partenaires étant ainsi cumulée. L'exploitant d'une centrale hydroélectrique à accumulation concernée doit s'assurer, en concertation avec les participants à la réserve concernés, que cette limite est respectée.

3.6 Puissance installée

La puissance installée minimale et en principe exploitable pendant la période de conservation est de 3 MW par GWh d'énergie conservée. Par « en principe exploitable », on entend des centrales pour

lesquelles le total des éventuelles révisions effectuées pendant la période de conservation ne dépasse pas 5 jours. Sont exclues les journées d'indisponibilité dues à des mesures prises par Swissgrid.

3.7 Facturation de l'indemnité forfaitaire

L'indemnité forfaitaire est facturée *prorata temporis*, pour la conservation effective dans le mois précédent, et est payable à 30 jours.

3.8 Indemnité forfaitaire modérée

L'EiCom calcule l'indemnité forfaitaire définie dans l'ordonnance et concernant la conservation de la réserve hydroélectrique conformément à l'art. 5a, al. 2 s., OIRH. La différence de prix moyenne entre le premier et le deuxième trimestre de l'année 2026 sert de valeur de base pour ce taux. La valeur de base est multipliée par le facteur 1,3. L'EiCom utilise comme base de données pour la valeur de base les prix de règlement publiés des contrats trimestriels de base sur le marché à terme Suisse pendant la période de 30 jours calendaires précédant la publication des valeurs-clés. Si un nombre insuffisant de prix de règlement sont publiés pour l'année considérée, elle emploie une méthode de substitution adéquate. Pour ce faire, elle peut notamment utiliser une autre période, les informations de prix historiques ou les données du marché à terme des pays voisins. L'EiCom publie l'indemnité forfaitaire modérée sur son site Internet avant le début de la période de conservation.

4 Recours à la réserve

4.1 Autorisation de recourir à la réserve

Le recours à la réserve d'électricité est possible lorsque la quantité d'électricité demandée dépasse l'offre à la bourse de l'électricité pour le jour suivant (absence d'équilibre du marché, art. 18, al. 1, OIRH). Dans le cas d'une absence d'équilibre du marché, la société nationale du réseau de transport est notifiée (art. 18, al. 2, OIRH).

a. par les exploitants participant à la réserve, de la puissance et de l'énergie disponibles dans leur partie de la réserve ;

b. par les groupes-bilan nécessitant un recours à la réserve, de leur besoin en électricité pour le jour suivant.

La société nationale du réseau de transport fixe les modalités du recours à la réserve.

Il incombe à Swissgrid et aux groupes-bilan dont les besoins ne sont pas couverts de prendre connaissance de l'absence d'équilibre du marché et de prendre les mesures prévues par la LApEI et l'OIRH.

4.2 Indemnisation en cas de recours et facturation

Le recours à la réserve est indemnisé selon la formule de prix suivante (art. 20, al. 2, OIRH) :

Indemnisation pour le recours = (moyenne des cours de clôture journaliers EEX au 15 mai 2026 des quatre semaines calendaires 21, 22, 23 et 24 pour l'année de livraison 2026 Base Suisse **plus** supplément de flexibilité en EUR/MWh) **fois** quantité d'énergie sollicitée.

Le supplément de flexibilité est calculé sur la base des différences de prix entre Peak et Base (prix Peak **moins** prix Base) constatées dans les enchères EPEX SPOT day ahead pour la Suisse pour les semaines calendaires 21, 22, 23 et 24. Le supplément de flexibilité ne peut être inférieure à zéro.

Comme le montant du supplément de flexibilité n'est connu qu'à la fin de la semaine 24, les participants à la réserve ne facturent le recours à la réserve que le mois suivant et l'indemnité est payable à 30 jours.

4.3 Installations utilisables en cas de recours et pour la fourniture de l'énergie

Les participants à la réserve sont libres de choisir la centrale à partir de laquelle ils soutirent la puissance ou l'énergie demandée en cas de recours.

4.4 Restitution de la réserve hydroélectrique en cas de non-recours

À la dissolution de la réserve, les participants récupèrent la quantité d'énergie qu'ils avaient conservée et peuvent donc en disposer librement. Aucun paiement supplémentaire n'est effectué.

4.5 Joignabilité des participants à la réserve

Les participants à la réserve ou les entreprises partenaires qu'ils ont chargées de gérer l'exploitation sont tenus d'être immédiatement joignables si la deuxième enchère EPEX SPOT day ahead ne se conclut pas, et ce jusqu'à ce que le recours à la réserve soit entièrement planifié. Si une situation critique se dessine également dans le domaine de l'énergie de réglage, Swissgrid peut exiger provisoirement une joignabilité de 24h/24h.

4.6 Manipulation du marché

En lien avec la réserve, les comportements suivants en particulier doivent être considérés comme des manipulations du marché et sont surveillés par l'EiCom conformément à l'art. 25, al. 1, OIRH :

- Conservation de la puissance dans le seul but d'activer la réserve sur le marché day ahead
- Entente et manipulation visant à influencer les prix pendant la période de calcul de l'indemnité forfaitaire ou de l'indemnité en cas de recours

5 Pannes imprévues des installations

Si une panne imprévue des installations entraîne une violation de l'obligation concernant la conservation ou de la puissance installée minimale et exploitable selon le point 3.6, et si le participant concerné ne peut pas compenser la panne avec ses propres installations, les dispositions suivantes s'appliquent :

- Le participant concerné par la panne peut veiller à ce que la quantité d'énergie concernée soit conservée dans un autre regroupement de centrales hydroélectriques ou auprès d'un autre exploitant de centrale à accumulation, ceci dans le respect des prescriptions des points 3.5 et 3.6.
- Autrement, l'indemnité forfaitaire est réduite au prorata de la durée de la panne conformément au point 3.8. Le participant est tenu de minimiser la durée de la panne. L'examen d'une sanction administrative conformément à l'art. 5b OIRH demeure réservé.

Explications concernant les valeurs-clés

1 Durée et période de conservation de la réserve

Au cours de l'année hydrologique 2025/2026, la réserve sera conservée du **1er février 2026 au 15 mai 2026 (00h00)**.

En se basant sur l'évolution du remplissage des lacs d'accumulation au cours des dernières années, l'EiCom se réfère, pour fixer la date de fin de la conservation de la réserve, au dernier point d'inflexion des courbes indiquant le taux de remplissage des lacs d'accumulation publiées par l'Office fédéral de l'énergie³. Ce point marque le début de la fonte des neiges et celui du remplissage des lacs – et donc le moment où les apports d'énergie sont de nouveau suffisants dans la zone de réglage suisse ; il rend hautement improbable toute nouvelle pénurie.

Cette méthode pour fixer la durée de conservation de la réserve constitue une approche déterministe simple, qui présente une certaine robustesse et correspond à l'objectif d'une conservation annuelle de la réserve.

Sur la base des expériences faites au cours des hivers 2022/2023 à 2024/2025, l'EiCom se réserve le droit, sur la base d'une évaluation actuelle de la situation, de dissoudre de manière anticipée la réserve hydroélectrique (art. 25, al. 5, OIRH).

2 Quantité d'énergie

Conformément à l'objectif de l'OIRH, le dimensionnement de la réserve ne doit pas couvrir la totalité de l'approvisionnement pendant la période en question, mais seulement - avec la réserve complémentaire - apporter une « contribution ». Il s'agit de prendre en compte la consommation et la production vers la fin de l'hiver ou au début du printemps. Pour déterminer la quantité d'énergie faisant l'objet des contrats, l'EiCom se base sur des données réelles fournies les années précédentes pour les critères mentionnés et intègre les risques prévisibles pour l'hiver à venir. Les hypothèses retenues et la méthode de calcul utilisée doivent reposer sur des critères objectifs et être compréhensibles.

Sur la base de ces prescriptions, la réserve est dimensionnée selon les valeurs-clés suivantes. L'EiCom part du principe que la réserve d'eau est utilisée à la fin de l'hiver et que les lacs d'accumulation sont déjà complètement vides à ce moment-là, à l'exception de ladite réserve.²

- Le critère de « besoins en électricité élevés » est objectivé à partir de la consommation moyenne nationale (y compris les pompes à accumulation) enregistrée au mois d'avril des dix dernières années⁴ (1199 GWh/semaine), majorée d'une prime de risque de +10 % (+120 GWh/semaine → 1319 GWh/semaine).

Pour la « faible quantité d'électricité produite en Suisse », on part du principe qu'il n'y a plus de production à partir de réserves et que la plus grande centrale nucléaire est en panne. Les centrales au fil de l'eau (305 GWh/semaine) sont prises comme valeur moyenne du mois d'avril des dix dernières années. La valeur de la production thermique conventionnelle et renouvelable est modélisée pour avril 2026 avec une augmentation de 15 % (ce qui correspond à la moyenne

³ [Taux de remplissage des bassins d'accumulation, dimanche 24 h \(admin.ch\)](#)

⁴ Série chronologique [Bilan électrique suisse - Valeurs mensuelles](#) colonne J plus F – valeurs d'avril pour 2013 à 2022

des cinq dernières années).⁵ La moyenne des années 2022 à 2026 est ensuite calculée (181 GWh/semaine). La disponibilité des centrales thermiques (336 MW) et des centrales de base (80 % de 278 MW) augmente la capacité de production potentielle de la Suisse en avril de 94 GWh/semaine supplémentaires.

- Les centrales nucléaires de Gösgen et Beznau tournent à plein régime (293 GWh/semaine). Il en résulte une production totale potentielle de 834 GWh/semaine, dont une marge de risque de 10 % est déduite (-83 GWh/semaine → 751 GWh/semaine).

- Compte tenu des risques pour l'hiver prochain (capacité d'exportation incertaine de la France et de l'Allemagne en cas de pénurie de gaz, associée à des températures basses), aucune importation en provenance de France et d'Allemagne n'est prévue. En outre, compte tenu du critère selon lequel « les possibilités d'importation d'électricité sont très limitées », on suppose pour l'Autriche et l'Italie que seules les capacités d'importation minimales⁶ (2296 MW) sont disponibles en moyenne en hiver, moins une marge de sécurité de -10 % (-230 MW → 2066 MW). Il en résulte une quantité d'importation réduite de 347 GWh/semaine.

Une réserve dimensionnée sur la base de ces hypothèses pour une semaine s'élève donc à 187 GWh (1319 GWh de consommation finale -785 GWh de production -347 GWh d'importations). Étant donné que les différents paramètres ont été fixés de manière relativement prudente (consommation et production avec une marge de risque de 10 %, en outre des importations nulles en provenance de France et d'Allemagne, une réduction de 10 % des capacités d'importation minimales de l'Autriche et de l'Italie, ainsi que la panne de la centrale nucléaire de Leibstadt), l'objectif de réserve hydroélectrique de 187 GWh + 1/3 semble raisonnable, ce qui correspond à une réserve d'environ 250 GWh.

2.1 Adaptation des quantités

Si l'évaluation de la situation venait à changer, l'EiCom peut adapter ultérieurement la quantité totale d'énergie à conserver (art. 3a, al. 3, 2e phrase, OIRH).

3 Participation obligatoire

L'obligation de participer découle des art. 3 et 3a l'OIRH. Sont déterminantes à cet égard les parts de propriété au sens des parts d'actions dans des centrales hydroélectriques à accumulation. Dans des cas exceptionnels justifiés, les droits d'utilisation peuvent également être pris en compte dans le calcul des parts, notamment lorsqu'ils reflètent mieux les possibilités réelles d'exploitation que les parts de propriété. Les actionnaires des centrales partenaires doivent avoir informé l'EiCom de cette décision de manière concertée. La quantité maximale d'énergie effectivement disponible contenue dans les lacs d'accumulation (au sens du volume technique total) sert à déterminer la quantité d'énergie à conserver.

3.1 Répartition de l'énergie

Les participants sont libres de choisir les centrales hydroélectriques à accumulation dans lesquelles l'énergie est stockée, tant que les conditions des valeurs-clés sont remplies. Par rapport aux processus d'acquisition précédents, la quantité maximale d'énergie à conserver autorisée par regroupement de centrales hydroélectriques est augmentée afin de faciliter l'optimisation économique. La limite quantitative a également été choisie, car, notamment lors des premières séries d'appels d'offres, il n'existait aucune alternative à la réserve hydroélectrique, qui constituait donc le seul instrument permettant de garantir l'approvisionnement. Il convient d'éviter tout risque de concentration. Les instruments complexes actuellement disponibles pour faire face aux crises permettent d'assouplir cette restriction.

⁵ [Production et distribution totales d'énergie électrique en Suisse en 2025](#) (et années précédentes)

⁶ ENTSO-E : NTC minimum pour les importations A-CH = 486 MW ; NTC minimum pour les importations IT-CH = 1810 MW

3.2 Puissance installée

Selon les explications relatives à l'ordonnance du 7 septembre 2022 sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique, la réserve devrait permettre de faire face à une situation délicate pendant au moins 14 jours. Il n'est pas explicitement exigé que l'approvisionnement durant cette période provienne exclusivement de la réserve. Mais pour que la réserve dimensionnée pour environ 14 jours puisse être pleinement utilisée pendant ces 14 jours (= 336 heures), il faut au moins que la puissance correspondante soit installée et en principe exploitable. Ainsi, pendant la période de conservation, il ne faut pas planifier de travaux sur les installations qui seraient susceptibles d'affecter sensiblement la disponibilité de la puissance en cas de recours à la réserve, et la puissance installée doit être au moins suffisante pour que l'énergie réservée puisse être produite en 336 heures en cas de disponibilité totale de la puissance. Cela correspond à une puissance installée minimale de 2,98 MW/GWh ou, en arrondissant, de 3 MW/GWh. On part alors du principe que pendant ces 14 jours, la réserve est utilisée en continu, ce qui est peu réaliste en périodes Offpeak. Cette valeur n'est donc pas fixée de manière conservatrice, mais elle est déjà assez restrictive.

Comme de courtes mises hors service sont souvent prévues au printemps et que des événements imprévus peuvent également survenir, chaque regroupement de centrales dispose d'un « budget » de 5 jours (= 120 heures) pendant lesquels il ne peut pas être disponible ou seulement partiellement. En cas d'indisponibilité imprévue prolongée d'une installation, l'exploitant peut, après autorisation préalable de l'EICom et dans le respect des prescriptions relatives aux valeurs de référence, maintenir la part de réserve correspondante dans un autre complexe.

Tous les niveaux d'un regroupement de centrales hydroélectriques comptent pour atteindre les 3 MW/GWh et peuvent techniquement être utilisés simultanément pour la quantité d'énergie conservée.

3.3 Facturation de l'indemnité forfaitaire

L'indemnité forfaitaire modérée est versée de manière étalée sur la période de conservation, telle que définie dans ces valeurs-clés. Cet échelonnement permet d'éviter un besoin soudain et très important de liquidités pour Swissgrid.

3.4 Calcul de l'indemnité forfaitaire modérée

L'EICom calcule et publie chaque année le taux pour l'indemnité forfaitaire par GWh d'énergie conservée. La différence de prix moyenne entre le premier et le deuxième trimestre de l'année, au cours duquel la période de conservation prend fin, sert de valeur de base pour ce taux. La valeur de base est multipliée par le facteur 1,3.

L'EICom utilise comme base de données pour la valeur de base les prix de règlement publiés des contrats trimestriels de base sur le marché à terme Suisse pendant la période de 30 jours calendaires précédant la publication des valeurs-clés. Si un nombre insuffisant de prix de règlement sont publiés pour l'année considérée, elle emploie une méthode de substitution adéquate. Pour ce faire, elle peut notamment utiliser une autre période, les informations de prix historiques ou les données du marché à terme des pays voisins.

Le législateur a décidé d'introduire une indemnité forfaitaire modérée dans le modèle contraignant (art. 5a, al. 1, let. a, OIRH). La rémunération pour la conservation est ainsi supprimée du modèle actuel d'appels d'offres. Avec l'indemnité forfaitaire, tout ce que les acteurs obligés de participer à la réserve apportent à la réserve hydroélectrique est considéré comme indemnisé. Pour le cas où une mise en réserve de puissance est en outre ordonnée à titre exceptionnel (art. 3a, al. 4), une rémunération distincte est versée (art. 5a, al. 1, let. b, OIRH).

La loi stipule que l'indemnité pour la conservation doit être modérée et forfaitaire, c'est-à-dire qu'elle ne doit pas prendre en compte les particularités individuelles des diverses centrales hydroélectriques à accumulation. L'indemnité se calcule selon le schéma suivant : la différence de prix moyenne sur 30 jours entre le trimestre d'hiver (janvier à mars) et le trimestre de printemps suivant (avril à juin) sur le marché à terme Suisse sert de valeur de base. La période de 30 jours garantit que les fluctuations

du marché à court terme ne puissent pas avoir un impact trop important. Si les informations concernant les prix étaient insuffisantes, l'EiCom peut se tourner vers des alternatives. Elle effectue le calcul de l'indemnité forfaitaire modérée chaque année et publie la valeur (EUR/MWh). La valeur de base est multipliée par le facteur 1,3 pour indemniser la flexibilité.

3.5 Publication des calculs

Dans un souci de transparence, les quantités engagées et les calculs relatifs à l'indemnité forfaitaire modérée, y compris la base de données utilisée, seront publiés en temps utile.

4 Recours à la réserve

4.1 Autorisation de recourir à la réserve

Comme Swissgrid participe elle-même quotidiennement aux enchères day ahead de la Suisse dans le cadre de l'acquisition des pertes de transport, elle connaît l'absence d'équilibre du marché day ahead. Les groupes-bilan connaissent leurs besoins non couverts et les communiquent à Swissgrid. Swissgrid vérifie ensuite la disponibilité de la réserve auprès des participants, qui indiquent leur puissance disponible, puis Swissgrid sollicite la réserve.

Les participants sont tenus d'indiquer l'ensemble de leur puissance disponible. Pour les centrales partenaires, cela ne vaut que pour leur propre part.

4.2 Indemnisation du recours et facturation

Afin d'éviter des incitations erronées, le participant devrait envisager de manière indifférente la possibilité de récupérer l'eau au 15 mai 2026 et celle d'un recours préalable à la réserve. L'indemnisation du recours est calculée au mieux pour se rapprocher de la valeur de l'eau au 15 mai 2026.

Pour le supplément de flexibilité, le prix Base est considéré comme le prix moyen des 24 heures de chaque jour de l'enchère day ahead pour la Suisse pour la période de livraison (semaines calendaires 21 à 24). Pour le prix Peak, une moyenne est calculée à partir des douze prix horaires de l'enchère day ahead EPEX SPOT de 8 h 00 à 20 h 00 de chaque jour ouvrable de la période de livraison (semaines calendaires 21 à 24).

4.3 Installations utilisables en cas de recours et pour la fourniture de l'énergie

En vertu des prescriptions relatives à la répartition de la réserve hydroélectrique [ch. 3.4, 3.5, 3.6 des valeurs clés], la puissance disponible est considérée comme étant suffisante lorsque les participants peuvent choisir librement la centrale [de leur portefeuille] à partir de laquelle ils fournissent la puissance ou l'énergie requise.

Si le recours prévu au prorata n'atteint pas la quantité technique minimale de production d'un participant, le schéma suivant s'applique :

- Si le recours peut couvrir les besoins même sans ce participant, il est réparti au prorata entre tous les autres participants.
- Si le recours ne permet pas de couvrir les besoins sans ce participant, ledit participant est sollicité avec la quantité technique minimale de production, et le recours restant est réparti entre les autres participants.

4.4 Indemnisation au moment de la restitution de la réserve en cas de non-recours à la réserve hydroélectrique

À la dissolution de la réserve, les participants récupèrent la quantité d'énergie qu'ils avaient conservée et peuvent donc en disposer librement. Aucun paiement supplémentaire n'est effectué.

4.5 Joignabilité des participants

Les participants peuvent également déléguer leur joignabilité et donc le traitement d'un éventuel recours à la réserve à un service compétent (par ex. au chef d'exploitation dans le cas de centrales partenaires).

4.6 Manipulation du marché

Les comportements suivants doivent être considérés comme des manipulations de marché.

- Conservation de la puissance dans le but d'activer la réserve sur le marché day ahead : comme le recours n'est pas rémunéré aux prix du marché, l'incitation à activer la réserve ne devrait pas être trop grande. À noter que, dans le cadre de ses activités, l'EICom surveille les ordres day ahead des enchères day ahead en Suisse.
- Entente et manipulation visant à influencer les prix pendant la période de calcul de l'indemnité forfaitaire ou de l'indemnité en cas de recours

4.7 Pannes des installations

Si un participant ne peut pas remplir ses obligations en raison d'une panne imprévue des installations et qu'il ne peut pas compenser cette panne avec ses propres installations, il est souhaitable de solliciter l'énergie de réserve auprès d'autres centrales et de l'annoncer à Swissgrid. Il importe peu qu'une installation utilisée pour compenser une panne fasse déjà partie de la réserve ou non. Si la panne ne peut être compensée ni par le participant ni par un autre exploitant de centrale à accumulation, la rémunération pour la conservation du participant concerné par la panne doit être réduite au prorata de la durée de la panne.



Annexe : liste des regroupements de centrales hydroélectriques

La liste suivante définit les centrales et lacs d'accumulation devant participer à la conservation obligatoire de la réserve au sens de l'art 3 OIRH et en lien avec les informations de l'OFEN (« Contenu énergétique - Lac stockage Suisse »).

Centrale hydroélectrique à accumulation (ou regroupement de centrales hydroélectriques)	Centrale selon l'aperçu de l'OFEN	Contenu énergétique de base avec toutes les chaînes de production d'électricité sans les apports naturels en GWh	Actionnaires	Parts
Lac des Dix		1530.0	ALPIQ	65.15%*
			AXPO Power AG	11.62%*
			BKW	11.62%*
Lac de Cleuson		66.8	IWB	11.62%*
			ALPIQ	100.00%
Lac de Dix u. Lac de Cleuson Total	Bieudron, Fionnay (Dixence) u. Nendaz	1596.8		
	Bâtiaz, Châtelard-Vallorcine u. Châtelard-Barberine 1+2	225.9	ALPIQ	58.09%**
		90.0	SBB	23.14%**

Lac d'Emosson Total		73.0 388.9	SBB	18.77%**
			ALPIQ	39.00%
			SBB	36.00%
			IWB	15.00%
			FMV	10.00%
Lac du Vieux Emosson	Nant de Drance	20.0		
			Axpo Power AG	19.50%
			ALPIQ	9.28%
			BKW Energie AG	7.72%
			Edison S.p.A. Milano	20.00%
			Gemeinde Andeer	0.70%
			Gemeinde Avers	0.12%
			Gemeinde Bregaglia	0.15%
			Gemeinde Ferrera	0.24%
			Gemeinde Rongellen	0.08%
			Gemeinde Sils i.D.	0.12%
			Gemeinde Sufers	0.12%
			Gemeinde Thusis	0.22%
			Gemeinde Zillis-Reischen	0.32%
			IWB Industrielle Werke Basel	2.50%
			Kanton Graubünden	12.00%
			Repower AG	6.50%
			EWZ	19.50%
			Gemeinde Rheinwald	0.14%
			Gemeinde Muntogna da Schons	0.80%
Lago di Lei und Stausee Sufner Total	Ferrera 1, Bärenburg u. Sils (KHR)	583.9		
			Axpo Power AG	19.50%
			Axpo Solutions AG	29.25%
			CKW AG	19.50%
			BKW Energie AG	19.50%
			Électricité de France SA	9.75%

Lac de Mauvoisin Total	Fionnay (Mauvoisin) u. Riddes	624.9	Gemeinde Val de Bagnes	2.50%
			Axpo Power AG	5.00%
			Axpo Solutions AG	15.00%
			CKW AG	10.00%
			Alpiq Suisse SA	22.00%
			BKW Energie AG	30.00%
			Gemeinde La Punt Chamues-ch	0.18%
			Gemeinde Madulain	0.05%
			Gemeinde S-Chanf	1.00%
			Gemeinde Scuol	1.37%
			Gemeinde Valsot	0.68%
			Gemeinde Zernez	0.60%
			Gemeinde Zuoz	0.06%
			Kanton Graubünden	14.07%
Lago di Livigno Total	Ova Spin, Pradella u. Martina	251.4		
			Axpo Solutions AG	30.48%*
			CKW AG	27.78%
			BKW Energie AG	11.11%
			ewl Kraftwerke AG	5.56%
			Stadt Sierre	5.56%
			Stadt Sion	11.11%
			AET	8.41%*
Stausee Mattmark Total	Zermeiggen u. Stalden	347.5		
			Axpo Hydro AG	21.60%
			Alpiq AG	21.60%
			Gemeinde Bonaduz	0.64%
			Gemeinde Flims	0.03%
			Gemeinde Ilanz/Glion	0.79%
			Gemeinde Lumnezia	1.30%
			Gemeinde Safiental	5.27%
			Gemeinde Sagogn	0.17%
			Gemeinde Schluein	0.06%
Zervreilase Total	Zervreila Seekraftwerk, Safien Platz u. Rothenbrunnen (KWZ)		Gemeinde Tamins	0.13%

		280.3	Gemeinde Trin Gemeinde Vals Kanton Graubünden SN Energie AG	0.14% 6.87% 12.60% 28.80%
Stauwerke Grimsel Total	Grimsel 1 u. 2, Handeck 2/2a, Innerkirchen 1/1a, Handeck1, Führen (Gental), Hopflauen (Trift)	600.2***	EWB IWB EWZ BKW	16.67% 16.67% 16.67% 50.00%
Griessee Total		81.3	AET AXPO Power AG ALPIQ IWB BKW EWZ EWB FMV EnALPIN	10.00% 15.00% 6.25% 6.25% 5.00% 5.00% 2.50% 35.00% 15.00%
Maggia mit Griessee, Total	Altstafel, Bavono, Cavignon u. Verbano 1, Robiei, Peccia (Sambucco)	479.9	AET Axpo Power AG Alpiq IWB BKW EWZ EWB	20.00% 30.00% 12.50% 12.50% 10.00% 10.00% 5.00%
Muttsee u. Limmernsee Total	Limmern PSW, Tierfeld (Limmern), Linthal (Limmern)	328.4	Axpo Power AG Kanton Glarus	85.00% 15.00%
Sihlsee	Etzelwerk Altendorf	95.0	SBB	100.00%

Lago di Luzzone u. Lago Malvaglia Total	Luzzone, Olivone u. Biasca	316.1	AET Axpo Power AG Alpiq EWZ IWB BKW EWB	20.00% 17.00% 17.00% 17.00% 12.00% 12.00% 5.00%
Verzasca Total	Gordola u. Tenero	50.8	AET Città Lugano	33.33% 66.67%
Moiry u. Turtmannsee Total	Mottec, Vissoie, Navisence	293.2	Alpiq EnALPIN FMV OIKEN	54.00% 8.25% 19.25% 18.50%
Wägitalersee Total	Rempen u. Siebnen	78.3	Axpo Power AG EWZ	50.00% 50.00%
Göschenenalpsee Total	Göschenen (Göscheneralp), Was- sen (Pfaffensprung)	50.0 114.5 164.5	CKW AG SBB	30.40%* 69.60%*
Albigna Stausee Total	Löbbia (Albigna), Castasegna	235.4	EWZ	100.00%
			Axpo Hydro AG Gemeinde Breil/Brigels Gemeinde Disentis/Mustér Gemeinde Medel/Lucmagn Gemeinde Sumvitg Gemeinde Trun Gemeinde Tujetsch	81.50% 1.25% 1.38% 0.25% 1.25% 2.63% 1.75%

St. Maria, Curnera u. Nalps		366.8	Kanton Graubünden	10.00%
			Axpo Hydro AG	85.00%
			Kanton Graubünden	10.00%
			Gemeinde Breil/Brigels	1.69%
			Gemeinde Ilanz/Glion	3.32%
St. Maria, Curnera u. Nalps zusam. - Ilanz 1	Sedrun1, Tavanasa, Ilanz 1	32.5		
			AXPO Power AG	85.00%
			Kanton Graubünden	10.00%
			Gemeinde Breil/Brigel	1.69%
			Gemeinde Ilanz/Glion	3.32%
Panix Stausee	Ilanz 2	12.5		
Marmorera u. Solis Stausee Total	Ilanz 2, Tinizong (EWZ), Tiefencaste- IOst u. Rothenbrunnen	135.5	EWZ	100.00%
			Alpiq	39.29%
			Romande Energie SA	41.14%
			Groupe E	13.14%
			Commune de Lausanne	6.43%
Lac de l'Hongrin	Veytaux	102.2		
Lungerersee Total	Unteraa (Lungernsee) u. Alpnach	24.8	EWO	100.00%
			Ville de Sion pa OIKEN	25.00%*
			BKW	25.00%*
			IWB	25.00%*
Lac Tseuzier Total	Chamarin u. St. Léonard	135.1	AXPO Hydro AG	25.00%*
			SBB	41.02%
Lago Ritom Total	Ritom, Piottino u. Biaschina	155.9	AET	58.98%
			SBB	0.00%*
			Kt. Uri	28.44%*
Leventina Total	Ritom, Piottino u. Biaschina, Airola (Lucendro), Stalvedro u. Tremorgia	167.1	AET	71.56%*

Lac de Salanfe	Miéville	64.3	Alpiq	100.000%
Klöntalersee	Am Lötsch	34.6	Axpo Hydro AG	100.000%
			Axpo Hydro AG	98.50%
			Kanton St. Gallen	1.50%
Gigerwaldsee Total	Mapragg u. Sarelli	55.8		
Lac de Joux u. Brenet Total	La Dernier, Les Clées u. Montche- nard	33.7	Romande Energie	100.00%
		20.30	Commune de Liddes	19.00%
			Commune de Bourg St Pierre	45.00%
			Romande Energie	36.00%
Lac de Toules Total	Pallazuit	20.30		
Valposchiavo Total	Palü, Cavaglia, Robbia, Campo- gnolo 1 u. Campognolo 2	84.5	repower ag	100.00%
Davoser See Total	Klosters, Schlappin u. Küblis	31.3	repower ag	100.00%
			Axpo Solutions AG	68.00%
			CKW AG	20.00%
			Gemeinde Buseno	0.12%
			Gemeinde Calanca	0.13%
			Gemeinde Cama	0.07%
			Gemeinde Castaneda	0.07%
			Gemeinde Grono	0.07%
			Gemeinde Lostallo	0.10%
			Gemeinde Mesocco	1.00%
			Gemeinde Rossa	0.18%
			Gemeinde Roveredo	0.10%
			Gemeinde Soazza	0.17%
			Kanton Graubünden	10.00%
Lago d'Isola Total	Spina (Isola), Spina (Valbella) u. Soazza	15.1		
Melchsee u. Tannensee Total	Hugschwendi u. Unteraa (Melchaa)	15.2	EWO	100.00%
Lac de la Gruyère Total	Hauterive, Oelberg u. Schiffenen	66.9	Groupe E	100.00%
			Commune de Fully,	72.00%
Lac Sup. de Fully et Sorniot Total	Garettes u. Verdun	10.5	Genedis SA	28.00%
			ESB	35.00%

Illsee Stausee Total	Mutteins, Oberems (Argessa) u. Turtmann	26.0	BKW Gemeinden Agarn, Leuk, Oberems, Turtmann- Unterems	63.00% 2.00%
Bortelsee Total	Bortelalp, Ganterbrücke u. Siliboden	13.6	EnBag	100.00%

*Calcul tenant compte des parts d'utilisation selon les explications relatives aux valeurs de référence, alinéa 3

**Calcul tenant compte uniquement des parts d'utilisation suisses et des parts d'utilisation calculées pour les CFF

***capacité technique au 30.04.2025 sous réserve d'une application du paragraphe 4.7