



---

# Puissance et énergie de réglage 2021

## Rapport de l'ElCom

---

Référence : ElCom-324-13



## Table des matières

<b>Table des matières</b> .....	<b>2</b>
<b>Liste des illustrations</b> .....	<b>3</b>
<b>Liste des tableaux</b> .....	<b>3</b>
<b>1 Introduction</b> .....	<b>4</b>
1.1 Puissance et énergie de réglage.....	5
1.2 Stratégie d’acquisition et conception du produit .....	5
1.3 Financement de la puissance et de l’énergie de réglage.....	6
1.4 Sources .....	6
<b>2 Puissance de réglage</b> .....	<b>6</b>
2.1 Quantités de puissance de réglage acquises en 2021 .....	6
2.2 Puissance de réglage primaire.....	7
2.3 Puissance de réglage secondaire .....	9
2.4 Puissance de réglage tertiaire.....	11
2.5 Coûts totaux de la puissance de réglage .....	14
<b>3 Énergie de réglage</b> .....	<b>18</b>
3.1 Exercice 2021.....	18
3.1.1 Énergie de réglage sollicitée .....	18
3.1.2 Coûts de l’énergie de réglage .....	19
3.1.3 International Grid Control Cooperation .....	20
3.2 Évolution à long terme depuis 2014.....	20
3.2.1 Quantité d’énergie de réglage sollicitée .....	20
3.2.2 Coûts de l’énergie de réglage .....	22
<b>4 Conclusions</b> .....	<b>25</b>
<b>1 Annexe</b> .....	<b>27</b>
1.1 Liste des abréviations.....	27

## Liste des illustrations

Figure 1: Déroulement schématisé du recours à l'énergie de réglage, source : Swissgrid .....	4
Figure 2 : Volumes de PRP par mois.....	8
Figure 3 : Coûts de PRP par mois.....	8
Figure 4 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire. L'acquisition anticipée a lieu en septembre de l'année précédente. ....	9
Figure 5 : Coûts de la PRS positive par semaine calendaire.....	10
Figure 6 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire. L'acquisition anticipée a lieu en septembre de l'année précédente. ....	10
Figure 7 : Coûts de la PRS négative par semaine calendaire. ....	11
Figure 8 : Volume du produit hebdomadaire de PRT+ .....	11
Figure 9 : Volumes cumulés de PRT+ par produit hebdomadaire et par produit journalier.....	12
Figure 10 : Coût du produit hebdomadaire de PRT+ .....	12
Figure 11 : Volumes de PRT positive par semaine calendaire. L'acquisition anticipée a lieu en septembre de l'année précédente. ....	13
Figure 12 : Volumes cumulés de PRT- par produit hebdomadaire et par produit journalier.....	13
Figure 13 : Coût du produit hebdomadaire de PRT-.....	14
Figure 14 : Résultats annuels depuis 2009 (colonnes) et évolution à long terme depuis 2009. ....	15
Figure 15 : Répartition des coûts pour 2021 entre les PRP, PRS et PRT .....	16
Figure 16 : Répartition des coûts pour 2021 selon les différents produits.....	16
Figure 17 : Coûts des produits de puissance de réglage par MW en 2021 .....	17
Figure 18 : Quantités d'ERS et d'ERT par produit en 2021 .....	18
Figure 19 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par produit en 2021 .....	19
Figure 20 : Valeurs monétaires et volumes des « Netted imbalances » en 2021. Source : IGCC Regular Report on Social Welfare Q4 2021 .....	20
Figure 21 : Quantités d'ERS et d'ERT de 2014 à 2021. ....	21
Figure 22 : Quantité d'énergie de réglage par produit de 2014 à 2021 .....	21
Figure 23 : Coûts nets de l'ERS et de l'ERT entre 2014 et 2021.....	22
Figure 24 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par produit entre 2014 et 2021 .....	23
Figure 25 : Coûts par MWh pour l'ERS et l'ERT, par produit, entre 2014 et 2021 .....	24
Figure 26 : Coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage en 2021, source : Swissgrid, calculs ECom.....	25

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Puissance de réglage mise en réserve en 2021 .....	7
Tableau 2 : Énergie de réglage sollicitée en 2021 .....	18
Tableau 3 : Coûts absolus de l'énergie de réglage en 2021.....	19
Tableau 4 : Coûts spécifiques de l'énergie de réglage en ct./kWh par produit, en 2020 et 2021 .....	26

## 1 Introduction

En tant que société nationale en charge du réseau de transport, Swissgrid veille continuellement à ce que l'exploitation du réseau soit non discriminatoire, fiable et performante afin d'assurer un approvisionnement en électricité sûr de la Suisse (art. 20, al. 1, LApEI). Il faut pour cela disposer, d'une part, de capacités de production d'électricité suffisantes et, d'autre part, d'un réseau de transport et de distribution suffisamment dimensionné pour permettre l'acheminement de l'énergie aux clients finaux. Étant donné que l'on ne peut pas stocker l'électricité dans le réseau, il faut que la quantité d'énergie injectée dans ce dernier soit à tout moment égale à celle qui en est soutirée. Il est cependant impossible de planifier exactement les quantités d'électricité produites et consommées, malgré les très bonnes prévisions des fournisseurs. D'où la nécessité de compenser en permanence les écarts, même faibles, par rapport aux valeurs cibles. Cet ajustement intervient le plus souvent en adaptant la production d'électricité à la consommation du moment, ce qui nécessite des centrales dont la production se laisse particulièrement bien ajuster. Swissgrid se procure la puissance de réglage nécessaire à cet effet au moyen d'une procédure axée sur le marché, non discriminatoire et transparente (art. 22, al. 1, OApEI).

En cas de déséquilibre sur le réseau européen interconnecté, une procédure à trois niveaux se met en place. Le réglage primaire permet de rétablir l'équilibre en quelques secondes. Si cette solution ne suffit pas, le réglage secondaire intervient au bout de cinq minutes. Enfin, si le déséquilibre perdure au-delà de quinze minutes, le réglage secondaire est remplacé par le réglage tertiaire. Le recours à l'énergie de réglage est automatique pour la plupart des produits ; seule une partie de l'énergie de réglage tertiaire peut également être sollicitée manuellement. La figure suivante explique la procédure décrite.

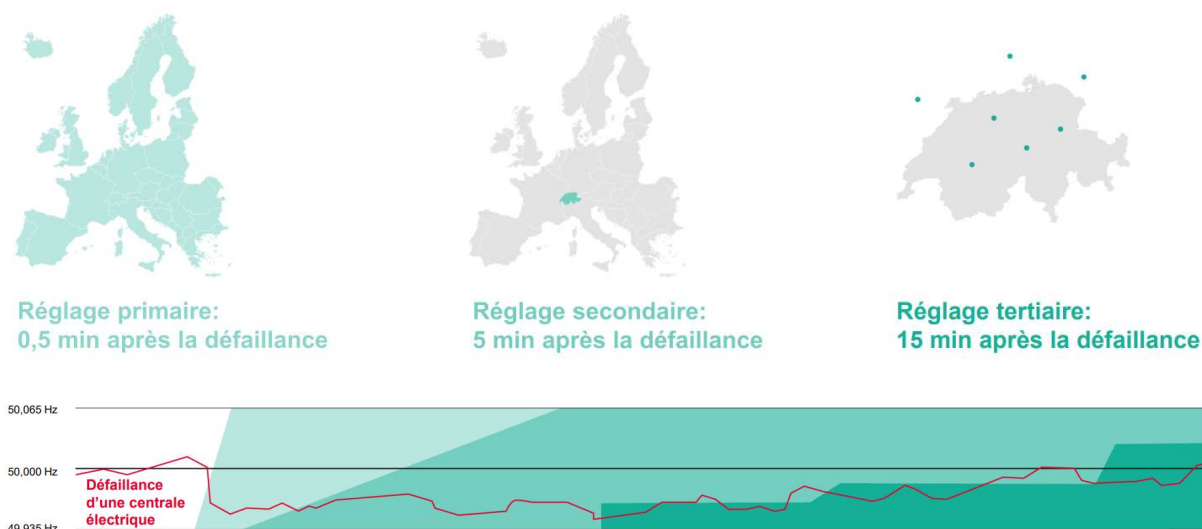


Figure 1: Déroulement schématisé du recours à l'énergie de réglage, source : Swissgrid

L'EICom veille à ce que la LApEI soit respectée ; elle observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'un approvisionnement en électricité sûr et à un prix abordable. Cela implique également de surveiller l'acquisition des services-système, notamment l'achat de la puissance et de l'énergie de réglage.

Le présent rapport est un élément de cette surveillance. Il donne un aperçu des quantités sollicitées et des coûts correspondants pour l'exercice 2021 ainsi que de leur évolution à long terme. Il entend contribuer à la transparence et à la compréhension du domaine de la puissance et de l'énergie de réglage, qui sont des composantes importantes pour une exploitation stable du réseau. Il ne contient aucune information commerciale sensible nécessaire à la régulation.

## 1.1 Puissance et énergie de réglage

En vertu de l'art. 20, al. 2, let. b, LApEI, Swissgrid veille notamment à mettre des services-systèmes (SDL) à disposition. Les capacités des centrales nécessaires dans ce contexte doivent être acquises selon des procédures transparentes et non discriminatoires. Au niveau de la puissance et de l'énergie de réglage, on différencie entre les puissances et énergies de réglage primaire, secondaire et tertiaire selon la vitesse et la durée de l'appel. S'agissant des exigences techniques liées à l'appel de la puissance de réglage, celle-ci est fournie en Suisse principalement, mais pas exclusivement, par la force hydraulique.

Afin d'accroître les liquidités lors de l'acquisition des puissance et énergie de réglage, Swissgrid participe aux plateformes internationales d'énergie de réglage « Frequency Containment Reserves » (FCR) et « International Grid Control Cooperation » (IGCC). Depuis octobre 2020, Swissgrid se procure également de l'énergie de réglage via la plateforme internationale TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange).

L'acquisition basée sur le marché implique notamment que les différents produits de puissance et d'énergie de réglage sont en concurrence avec le marché de gros d'une part ; d'autre part, le marché de la puissance et de l'énergie de réglage élargit les possibilités de commercialisation pour les producteurs. Il peut donc arriver en hiver ou au printemps, lorsque les lacs d'accumulation continuent de se vider, que l'offre en puissance et en énergie de réglage se raréfie de sorte que leurs prix sont plus élevés ou que, dans des cas extrêmes, la quantité proposée est insuffisante. L'acquisition anticipée de puissance de réglage s'effectue notamment afin d'augmenter la sécurité en matière de planification et de garantir une quantité minimale pour les mois d'hiver plus critiques. C'est pourquoi, non seulement la conception du produit, la stratégie et la quantité d'acquisition mais aussi le niveau de remplissage des lacs d'accumulation et les opportunités sur le marché de gros sont des éléments déterminants pour analyser les coûts de la puissance et de l'énergie de réglage.

## 1.2 Stratégie d'acquisition et conception du produit

Normalement, Swissgrid acquiert à court terme la puissance de réglage nécessaire, c'est-à-dire, en fonction des produits de puissance de réglage, au cours de la semaine précédente (à l'exception de l'acquisition anticipée) ou dans les jours précédant la livraison. Depuis février 2020, l'énergie de réglage tertiaire est achetée via le marché intégré et depuis octobre 2020 également via la plateforme TERRE. L'objectif du marché intégré consiste notamment à rapprocher les prix des autres marchés de l'énergie à court terme en rendant l'offre plus conviviale et en adaptant le produit énergétique de réglage tertiaire. Ainsi, le prix de l'énergie de réglage tertiaire peut être adapté jusqu'à 30 minutes avant l'appel et la durée de l'offre a été réduite de 4 à 1 heure. Cela signifie qu'il y a désormais 24 enchères.

Depuis juillet 2020, la puissance de réglage primaire (PRP) n'est plus acquise comme un produit journalier, mais par blocs de 4 heures. L'objectif de ces adaptations du produit est d'augmenter les liquidités et donc d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement et de réduire les coûts d'acquisition. La puissance de réglage secondaire (PRS) est acquise comme un produit hebdomadaire. Quant à la puissance de réglage tertiaire (PRT), elle est acquise soit comme un produit hebdomadaire, soit comme un produit journalier.

La coopération avec la FCR permet de se procurer efficacement de l'énergie de réglage primaire tandis que la collaboration internationale réduit en même temps le risque de pénurie lié à l'acquisition via la FCR. La puissance de réglage primaire est indemnisée selon le principe « pay-as-cleared », tandis que les autres produits de puissance de réglage sont indemnisés selon le principe « pay-as-bid ». Outre la puissance de réglage mise en réserve, l'énergie de réglage appelée est également indemnisée, à l'exception de l'énergie de réglage primaire utilisée. L'indemnisation de l'énergie de réglage secondaire est liée au prix de la bourse suisse (SwissIX). Pour l'énergie de réglage tertiaire, les fournisseurs

doivent soumettre une offre séparée qui peut être adaptée encore juste avant la livraison. L'énergie de réglage tertiaire est également indemnisée selon le principe « pay as bid ». Les offres de puissance et d'énergie de réglage sont des offres groupées, si bien qu'au moment de l'appel, le prestataire de services-système (PSS) peut solliciter les centrales électriques qui lui paraissent optimales pour assurer la fourniture. Les chapitres suivants décrivent plus en détail les différents produits.

### 1.3 Financement de la puissance et de l'énergie de réglage

Les coûts d'acquisition de la puissance et de l'énergie de réglage sont financés de différentes manières. Les coûts de la puissance de réglage (cf. chap. **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) sont inclus directement dans le tarif général des services-système de Swissgrid. Les coûts de l'énergie de réglage (cf. chap. 3.1.2 et chap. 3.2.2) sont répercutés aux groupes-bilan (GB) au titre de l'énergie d'ajustement (EA) soutirée. En raison de la structure du mécanisme de prix pour l'énergie d'ajustement (MPEA), le revenu qu'obtient Swissgrid est en général supérieur aux coûts de l'énergie de réglage qu'elle rembourse aux PSS. La différence entre le revenu dégagé par le MPEA et les coûts de l'énergie de réglage abaisse donc en général les coûts à la base des tarifs des services-système (art. 22, al. 2, OApEI).

### 1.4 Sources

Sauf indication contraire, les données sont fournies par Swissgrid.

## 2 Puissance de réglage

Ce chapitre présente le volume d'acquisition et les coûts de la puissance de réglage sur la base d'observations ponctuelles de la puissance de réglage primaire, secondaire et tertiaire. Enfin, les chiffres agrégés pour 2021 et l'évolution à long terme entre 2009 et 2021 sont présentés.

La quantité de puissance de réglage primaire, secondaire et tertiaire acquise est fixée selon des normes internationales. La quantité de puissance de réglage primaire acquise (PRP) est définie chaque année par l'ENTSO-E et attribuée aux différents pays. En outre, le règlement SOGL (System Operation Guideline ou ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité) de l'UE indique les critères pour déterminer la quantité nécessaire de puissance de réglage secondaire et tertiaire à l'aide d'une méthode probabiliste :

- garantie en cas d'aléas affectant la plus grande unité de production ou de consommation ;
- couverture pendant 99 % du temps grâce à la régulation secondaire et/ou tertiaire ;
- réduction des quantités retenues supposant la conclusion d'accords internationaux concernant l'aide à durée déterminée ;

Un critère supplémentaire est que la quantité de réserve de la puissance de réglage tertiaire doit être au moins aussi élevée que celle de la puissance de réglage secondaire.

### 2.1 Quantités de puissance de réglage acquises en 2021

Au cours de l'exercice, les quantités mises en réserve pour la puissance de réglage tertiaire ont été adaptées afin de respecter les nouvelles directives internationales. Dans ce contexte, la réserve de puissance de réglage tertiaire positive a été augmentée de 145 MW et celle de puissance de réglage

tertiaire négative de 255 MW. Les paragraphes suivants montrent que cette augmentation a à elle seule des conséquences financières considérables. Le Tableau 1 présente les quantités mises en réserve, réparties par produit.

En raison de la situation critique de l'hiver 2015/2016, Swissgrid a acheté pour la première fois en 2016 de la puissance de réglage à titre anticipé. Elle a maintenu cette mesure pour accroître la sécurité de planification. Pour les semaines 10 à 19 de l'année 2021, 265 MW de puissance secondaire et 175 MW de puissance tertiaire ont ainsi déjà été acquis de manière anticipée en septembre 2020. La puissance de réglage primaire et les quantités manquantes des puissances de réglage secondaire et tertiaire ont été garanties dans le cadre de l'acquisition régulière.

		2021	2020	Variation	
<b>PRP +/- (symétrique)</b>					
Besoins	MW	67	65	+2	+3.1%
Quantité adjudgée (moyenne)	MW	67	65	+2	+3.1%
<b>PRS +</b>					
Besoins	MW	400	400	-	-
Quantité adjudgée (moyenne)	MW	391	397	-6	-1.5%
<b>PRS -</b>					
Besoins	MW	400	400	-	-
Quantité adjudgée (moyenne)	MW	398	377	+14	+3.7%
<b>PRT +</b>					
Besoins	MW	545	400	+145	+36.3%
Quantité adjudgée enchère hebdomadaire (moyenne)	MW	442	312	+130	+41.7%
Quantité adjudgée enchère journalière (moyenne)	MW	101	95	+6	+6.3%
<b>PRT -</b>					
Besoins	MW	524	269	+255	+194.8%
Quantité adjudgée enchère hebdomadaire (moyenne)	MW	445	208	+237	+113.9%
Quantité adjudgée enchère journalière (moyenne)	MW	59	61	-2	-3.3%

Tableau 1 : Puissance de réglage mise en réserve en 2021

## 2.2 Puissance de réglage primaire

La Suisse acquiert la puissance de réglage primaire (PRP) au niveau international par le biais de la coopération FCR. La coopération internationale permet de réduire les coûts d'acquisition dans l'ensemble de la zone synchrone européenne de 50 Hertz et de mettre en place des incitations harmonisées d'entrée sur le marché et des conditions techniques pour de nouveaux fournisseurs d'énergie de réglage et de nouvelles technologies. Les discussions en cours sur les valeurs indicatives du contenu énergétique minimal d'un « Limited Energy Reservoir » (LER) en sont un exemple. Ces discussions visent à définir des conditions claires et uniformes pour tous les acteurs du marché.

Depuis 2019, des enchères J-2 sont organisées quotidiennement dans la coopération PRP et de nouveaux ajustements sont régulièrement discutés et introduits, notamment afin d'améliorer l'accessibilité et l'attractivité de ce marché. La figure 2 indique les quantités pertinentes de puissance de réglage primaire pour la Suisse. La surface bleue correspond aux quantités mensuelles moyennes de l'offre, tandis que les colonnes représentent les besoins suisses de 67 MW.

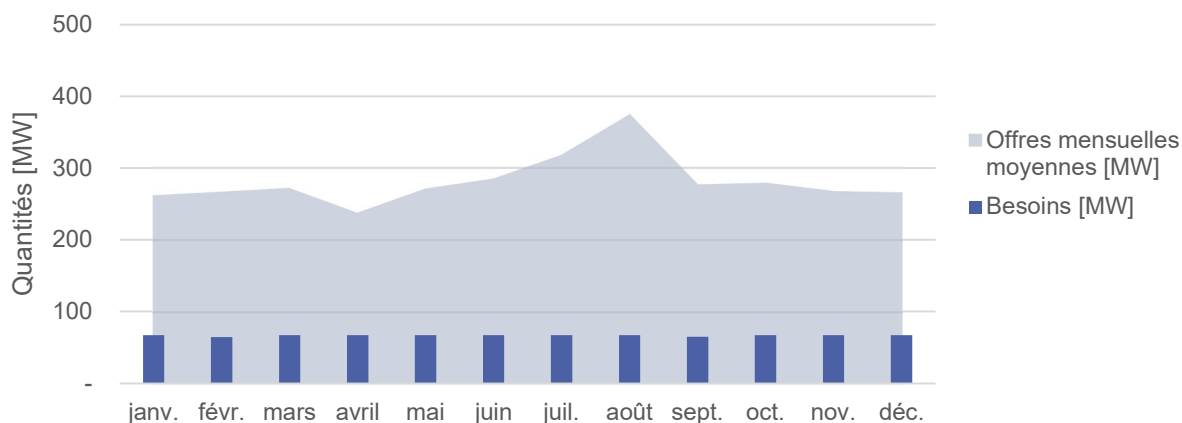


Figure 2 : Volumes de PRP par mois.

Les coûts totaux pour l'achat de puissance de réglage primaire en 2021 s'élevaient à 9.0 millions de CHF, étant représentés dans la figure 3 pour chaque mois. On constate indéniablement une augmentation claire et continue des coûts qui résulte probablement de plusieurs facteurs qui se superposent et dont les plus importants sont expliqués plus en détail ci-dessous.

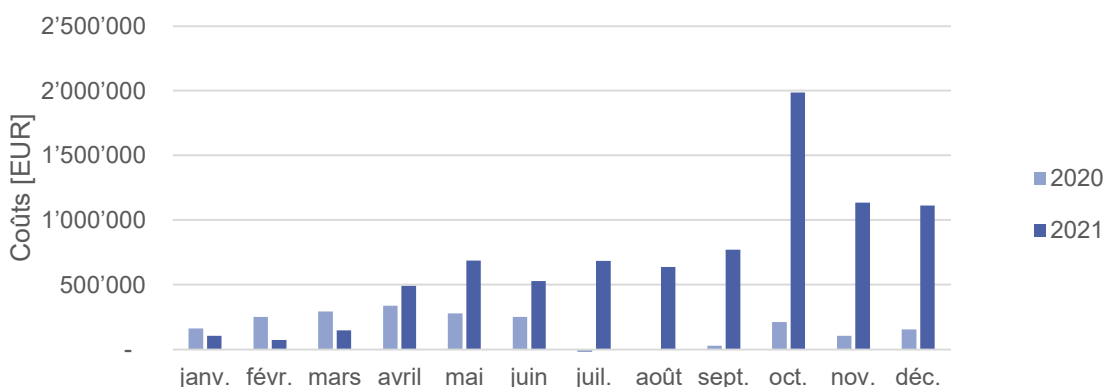


Figure 3 : Coûts de PRP par mois.

Les coûts de stockage élevés au printemps 2021 (avril, mai) sont liés à une fonte des neiges très lente et au niveau des réserves de stockage nettement inférieur à la médiane des années précédentes. Cela se traduit également par le fait que les produits de puissance de réglage avec un sens de livraison négatif étaient nettement plus chers que les produits avec un sens de livraison positif, comme cela apparaît mieux dans les chapitres suivants.

Depuis juillet 2020, la puissance de réglage primaire (PRP) n'est plus acquise comme un produit journalier, mais par blocs de 4 heures. L'objectif de ces adaptations de produit est d'augmenter les liquidités et donc d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement et de réduire les coûts d'achat. En juillet et en août 2020, des recettes ont été générées en Suisse à la place de coûts en raison de la phase précoce de la transformation du marché et en raison d'exportations accrues de PRP mais également à cause des décomptes de coûts du nouveau produit entre les GRT. Au mois de septembre 2020, les coûts étaient également très bas.

Enfin, en 2021, la hausse historiquement forte des prix sur le marché de gros, intervenue au second semestre, et les coûts d'opportunité qui en découlent ont eu un impact massif sur les prix de l'acquisition de la PRP. Cette hausse des coûts a concerné tous les marchés européens et, en l'occurrence, même la stratégie d'acquisition internationale et le mécanisme d'indemnisation « pay-as-cleared » n'ont pas permis de l'éviter.



L'impact des prix du marché est aussi clairement perceptible pour tous les autres produits de puissance et d'énergie de réglage. En octobre 2021, l'ensemble de la coopération PRP a enregistré des coûts d'acquisition plus de deux fois supérieurs à ceux du mois précédent. Le prix moyen est passé de 15.40 EUR/MWh en septembre à 39.78 EUR/MWh en octobre.

### 2.3 Puissance de réglage secondaire

En Suisse, l'acquisition symétrique de la puissance de réglage secondaire (PRS) existante a été remplacée par l'acquisition asymétrique à partir de juillet 2018. Depuis lors, on différencie entre PRS négative (PRS-) et positive (PRS+). D'autres optimisations de la structure du marché sont prévues à partir de 2022 avec l'introduction de la plateforme européenne PICASSO. Pour les semaines calendaires 10 à 19, l'acquisition anticipée se fait en septembre de l'année précédente, ce qui est représenté dans les figures 4 et 6 par les colonnes bleues et les surfaces bleues striées. Les quantités restantes sont régulièrement achetées la semaine précédente lors d'enchères hebdomadaires.

En fonction des prix du moment, les quantités de puissance de réglage secondaire achetées peuvent être optimisées avec celles de la puissance de réglage tertiaire afin de réduire les coûts. Cela peut se faire aussi bien pour le sens positif (PRS+ ↔ PRT+) que pour le sens négatif (PRS- ↔ PRT-). Durant l'exercice, la légère fluctuation concernant les achats de produits négatifs a surtout été observée au cours du second semestre.

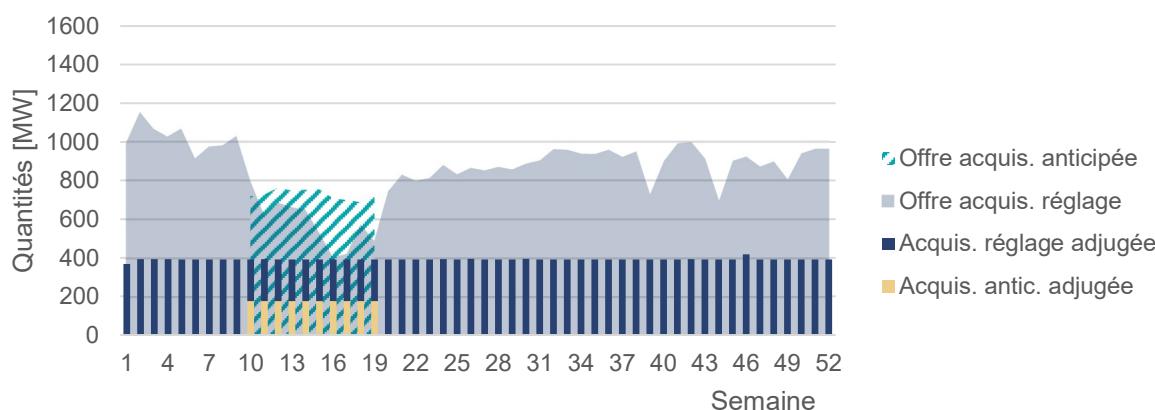


Figure 4 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire. L'acquisition anticipée a lieu en septembre de l'année précédente.

Les coûts de la puissance de réglage secondaire positive évoluent selon des dynamiques similaires à celles décrites précédemment concernant la PRP. L'augmentation des prix du marché de gros au cours du second semestre de 2021 a également un impact évident sur les coûts de la PRS. La figure 5 montre la hausse des coûts qui intervient à partir de juillet 2021 (semaine 35), avec une forte augmentation supplémentaire à partir de novembre 2021. Par ailleurs, les réserves de stockage moindres et la fonte tardive de la neige en avril et mai 2021 ont eu un impact sur l'augmentation des coûts de la PRS+, augmentation qui est visible par rapport aux valeurs de l'année précédente. Cet impact apparaît encore mieux dans la figure 7, qui présente les coûts de la PRS négative.

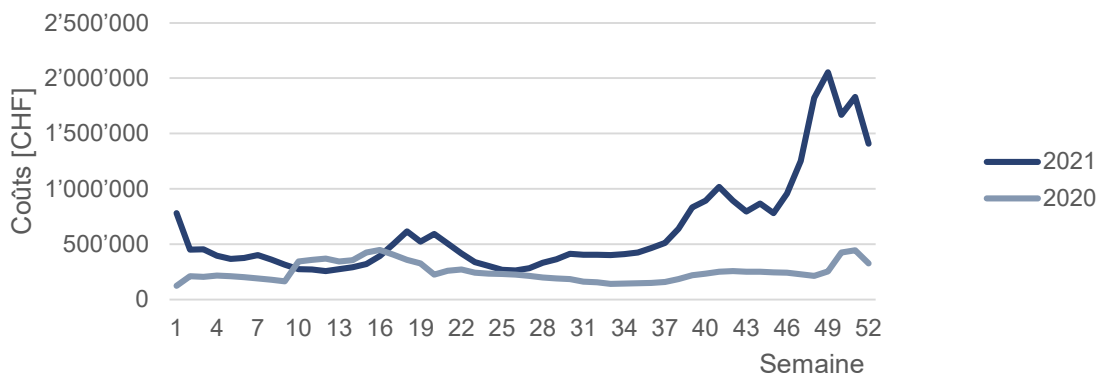


Figure 5 : Coûts de la PRS positive par semaine calendaire.

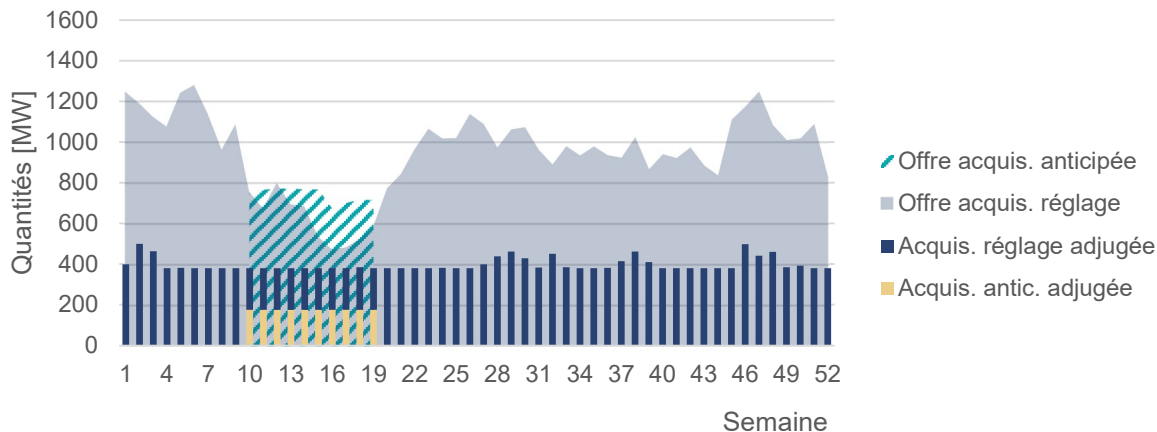


Figure 6 : Volumes de PRS positive par semaine calendaire. L'acquisition anticipée a lieu en septembre de l'année précédente.

Durant l'exercice, les coûts pour la PRS négative ont également augmenté dans l'ensemble. La figure 7 montre les coûts. La comparaison avec les valeurs de l'année précédente permet de mettre en exergue les coûts supplémentaires en avril/mai et surtout à partir de la semaine calendaire 35 (fin août) au cours du second semestre de 2021.

Comme pour la PRS+, l'augmentation des coûts est significative. Ce qui entraîne à court terme une augmentation des coûts d'acquisition se traduira peut-être à plus long terme par une plus grande attractivité de ces marchés, surtout si le signal de prix devrait se maintenir à un niveau aussi élevé à long terme.

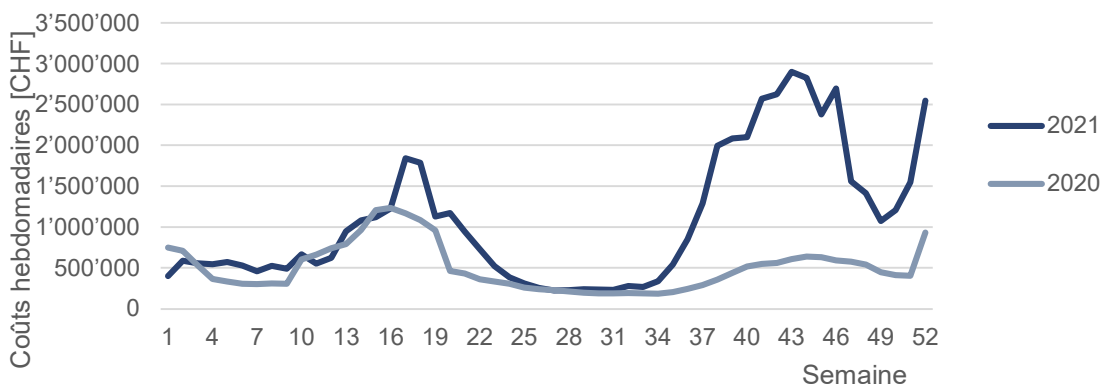


Figure 7 : Coûts de la PRS négative par semaine calendaire.

## 2.4 Puissance de réglage tertiaire

En Suisse, la puissance de réglage tertiaire est acquise au niveau national comme PRT+ et PRT-. Au cours de l'exercice, les quantités de puissance de réglage tertiaire mises en réserve ont été adaptées afin de respecter les nouvelles directives internationales. Dans ce contexte, la réserve de puissance de réglage tertiaire positive a été augmentée de 145 MW et celle de puissance de réglage tertiaire négative de 255 MW (cf. chap. 2.1 et Tableau 1).

La PRT+ est acquise lors d'enchères hebdomadaires et quotidiennes. La figure 8 présente les quantités proposées et adjudgées du produit hebdomadaire. Dans la figure 9, les quantités journalières adjudgées (moyenne journalière des blocs de 4 heures) sont additionnées aux quantités hebdomadaires et correspondent au nouveau besoin total de 545 MW.

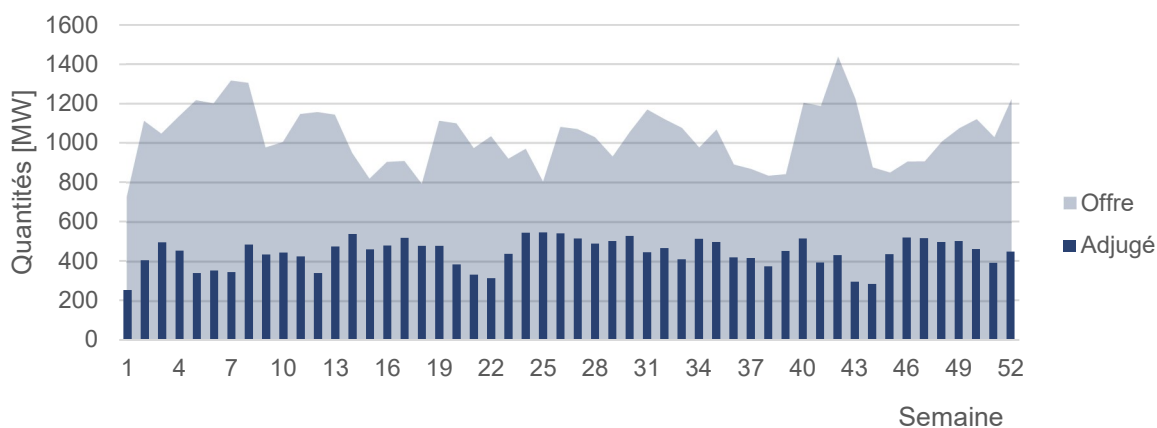


Figure 8 : Volume du produit hebdomadaire de PRT+

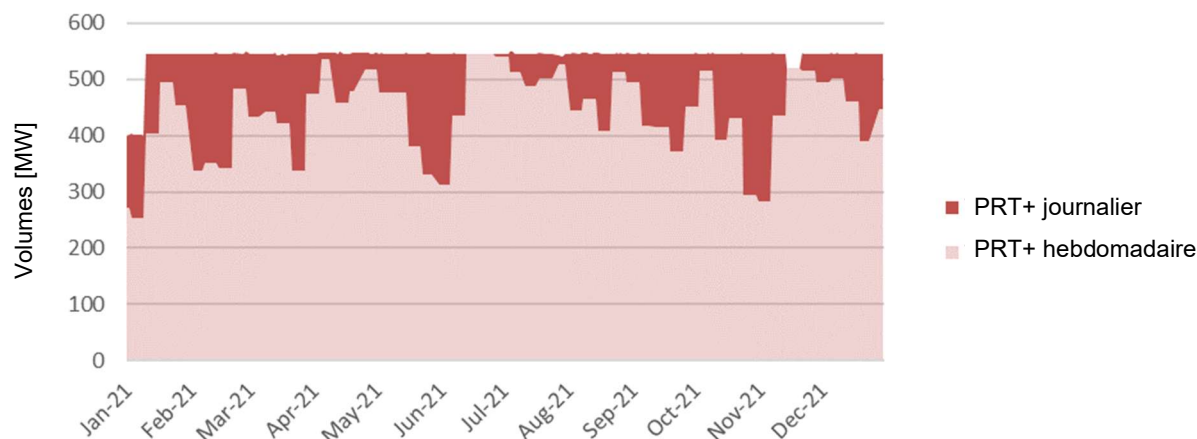


Figure 9 : Volumes cumulés de PRT+ par produit hebdomadaire et par produit journalier

À elle seule, l'augmentation des quantités achetées a eu un impact considérable sur les coûts. De plus, si la structure de l'offre reste inchangée, les coûts liés aux quantités supplémentaires nécessaires augmenteront de manière disproportionnée. Une explication à cela : la demande supplémentaire doit être couverte simultanément à l'aide d'offres plus chères qui autrement n'auraient pas été adjudgées. Cette hausse est intervenue au cours de la deuxième semaine de janvier 2021 et a donc marqué l'évolution des coûts pour toute l'année 2021, tant pour la PRT+ (figure 10) que pour la PRT- (figure 13). L'influence des prix du marché de gros, déjà constatée dans les chapitres précédents, apparaît également dans l'évolution des coûts de la puissance de réglage tertiaire.

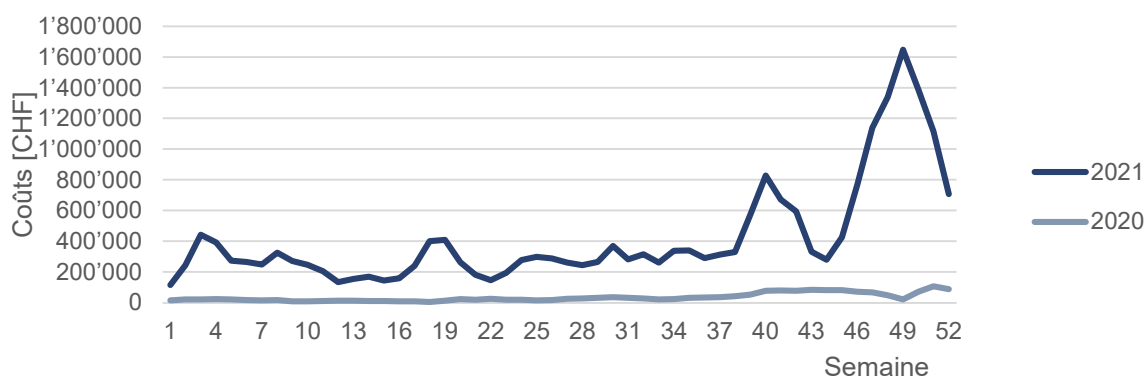


Figure 10 : Coût du produit hebdomadaire de PRT+

La figure 11 montre les quantités proposées et adjudgées pour le produit hebdomadaire PRT-. L'acquisition anticipée est également intervenue en septembre de l'année précédente pour ce produit.

Avec 524 MW, la quantité totale de PRT- acquise a presque doublé par rapport aux 269 MW de l'année précédente (cf. paragraphe 2.1 et Tableau 1). La Figure 12 reflète cette situation résultant de l'addition des quantités achetées hebdomadairement et journalièrement et de la hausse caractérisant les premières semaines. Les figures 6, 11 et 12 (second semestre) montrent que, en fonction des conditions de prix actuelles, les quantités acquises peuvent varier entre la PRS et la PRT.

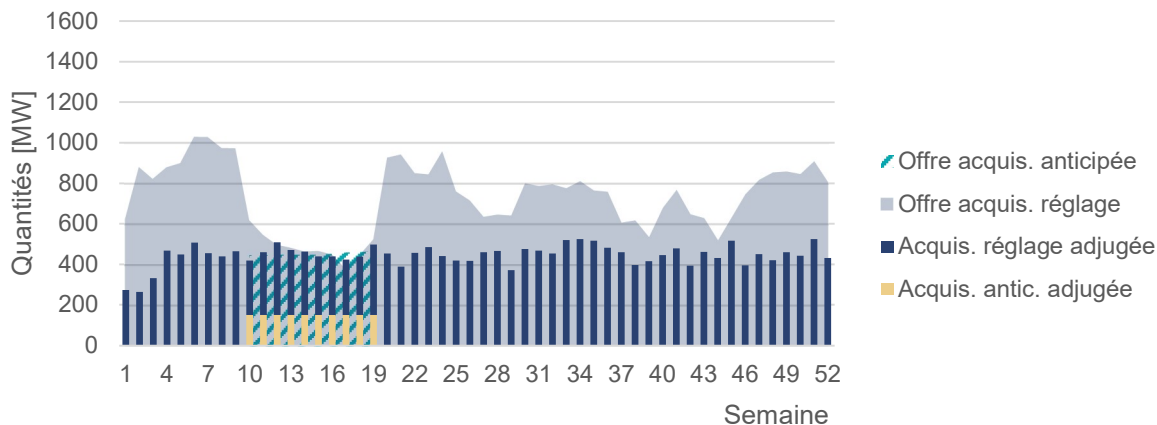


Figure 11 : Volumes de PRT positive par semaine calendaire. L'acquisition anticipée a lieu en septembre de l'année précédente.

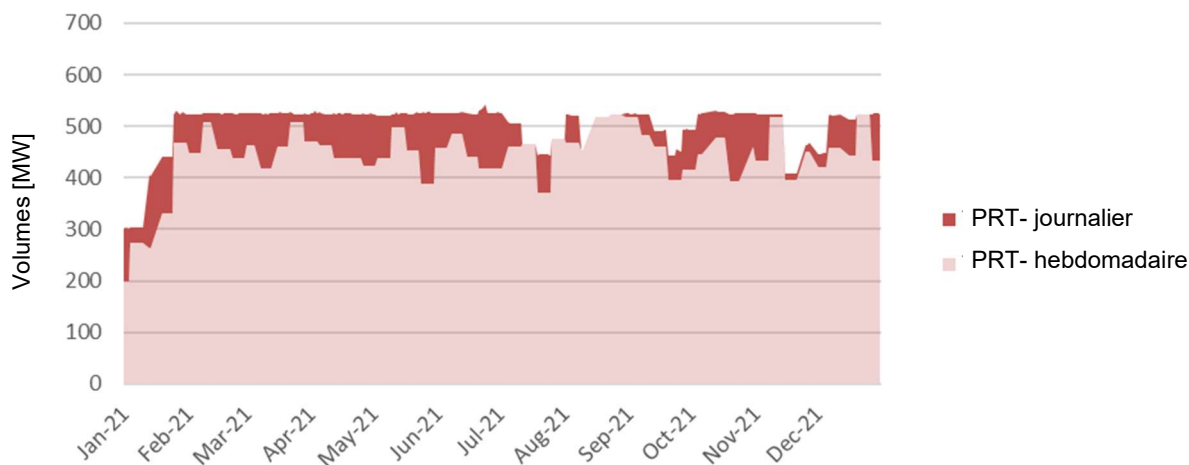


Figure 12 : Volumes cumulés de PRT- par produit hebdomadaire et par produit journalier

L'impact sur les coûts présentés dans la figure 13 est également considérable dans ce cas. Il est soumis aux mêmes mécanismes que ceux décrits au chapitre précédent concernant le marché de la PRT+. Par ailleurs, les réserves de stockage moindres et la fonte des neiges tardive ont eu un impact significatif sur les coûts des mois d'avril et mai 2021.

L'attractivité des marchés de la PRT, aussi bien positive que négative, a considérablement augmenté au cours de l'année. Du moment surtout que les signaux de prix restent à un niveau élevé, on peut s'attendre à une augmentation du nombre des acteurs du marché et/ou des quantités offertes dans les années à venir.

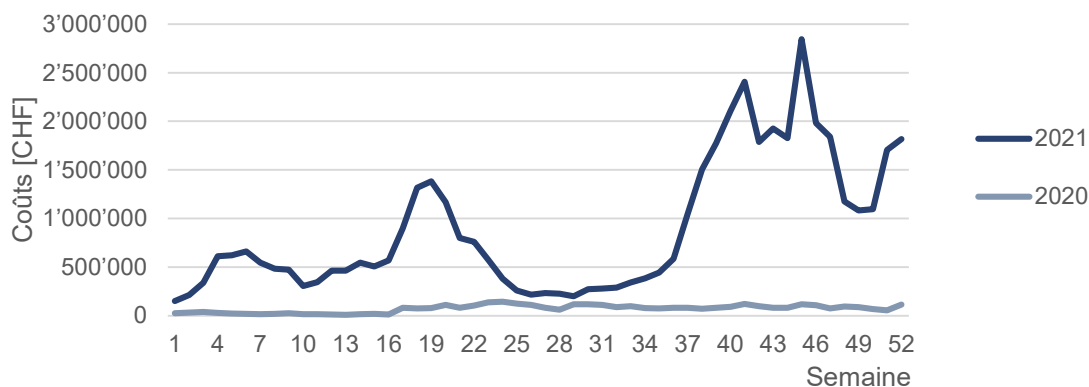


Figure 13 : Coût du produit hebdomadaire de PRT-

## 2.5 Coûts totaux de la puissance de réglage

En 2020, les coûts pour la mise en réserve de la puissance ont atteint un minimum de 49,4 millions de CHF, alors que ces coûts s'élevaient à 180.6 millions de CHF en 2021. Or, en 2021, les coûts d'acquisition anticipée atteignaient inversement un minimum de 6 millions de CHF, n'étant que de 12 millions en 2020. L'analyse concrète effectuée dans les chapitres précédents pour les différents produits montre que la hausse qui caractérise l'acquisition régulière est principalement due à la hausse générale historique des prix sur le marché de gros et à l'augmentation des volumes de réserve, notamment concernant la puissance de réglage tertiaire négative. Cette dernière augmentation est en lien avec le respect de la System Operation Guideline (SOGL), qui impose des exigences spécifiques pour la fourniture de la puissance de réglage.

La figure 14 présente l'évolution des coûts totaux depuis 2009. Elle distingue également les coûts d'acquisition régulière (en bleu) et d'acquisition anticipée (en orange) pour la période de 2016 à 2020.

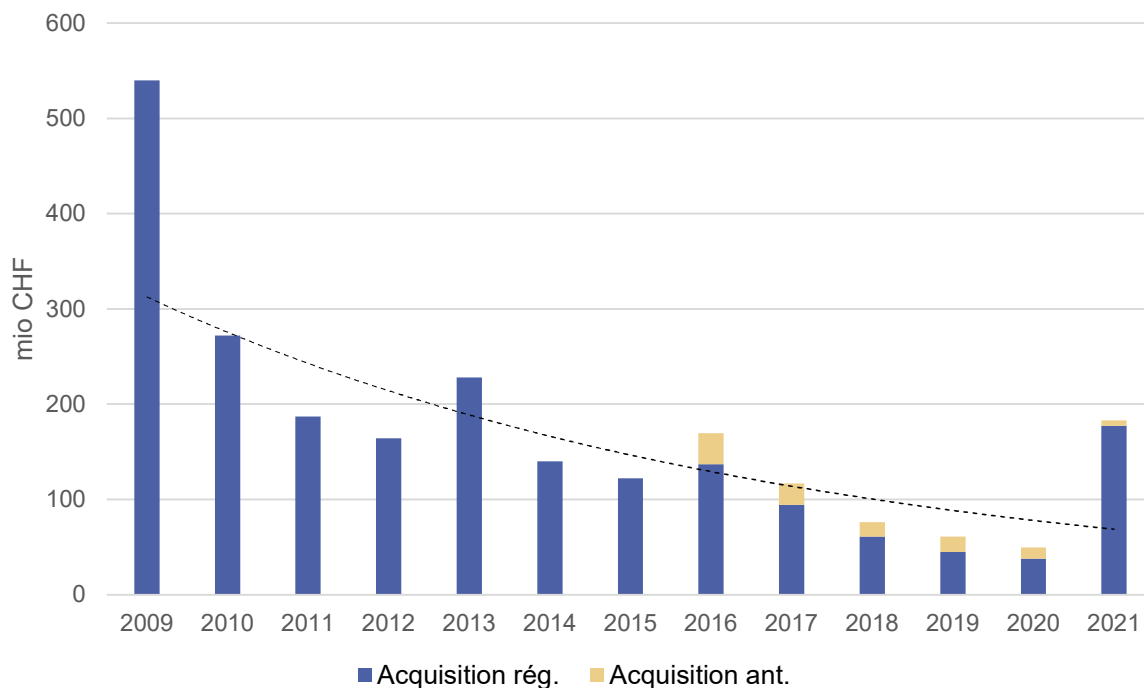


Figure 14 : Résultats annuels depuis 2009 (colonnes) et évolution à long terme depuis 2009.

L'augmentation des coûts au cours de l'exercice casse la tendance qui s'était amorcée après 2016. Les coûts comparativement élevés de 2016 sont liés à la situation tendue (énergie et réseau) de l'hiver 2015/2016, tandis que l'augmentation des coûts de 2013 est due à une situation spécifique ponctuelle au mois d'avril, mois au cours duquel une augmentation massive des coûts est intervenue avant la fonte des neiges. En dehors des événements à court terme qui peuvent influencer les résultats annuels, des changements à long terme, tels que les ajustements de la conception du marché intervenus au fil des ans, ont contribué à une tendance générale à la réduction des coûts. L'évolution à long terme depuis 2009 dessine une ligne en pointillé dans la figure 14.

Les figures suivantes 15 et 16 ci-dessous montrent la répartition des coûts totaux entre les différents produits de la puissance de réglage. Les coûts en lien avec l'acquisition anticipée y sont directement inclus dans les valeurs PRS+, PRS- et PRT-.

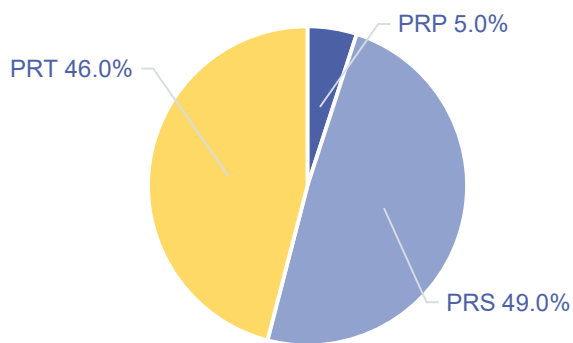


Figure 15 : Répartition des coûts pour 2021 entre les PRP, PRS et PRT

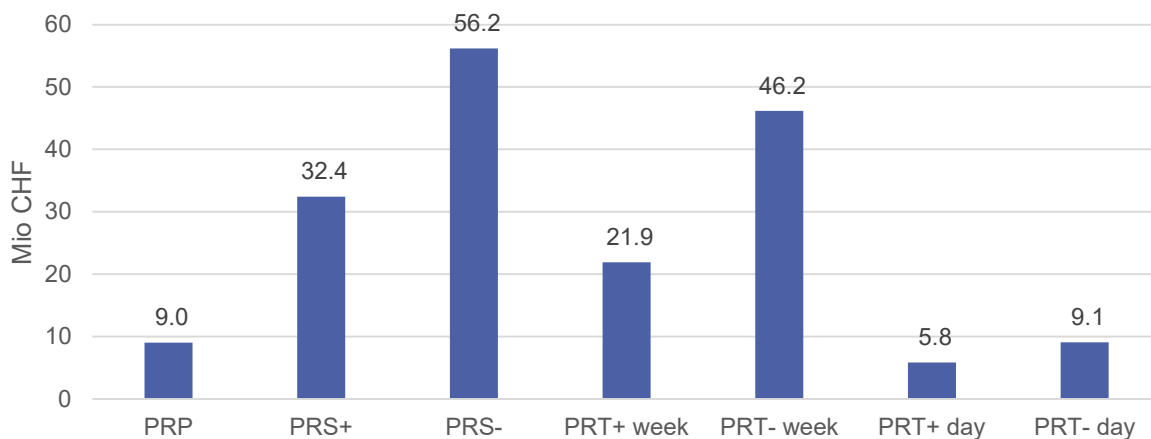


Figure 16 : Répartition des coûts pour 2021 selon les différents produits

Il n'est possible de comparer les coûts totaux des différents produits qu'en tenant compte des quantités, étant donné que des quantités différentes sont achetées pour chaque produit. La comparaison des coûts par MW de la figure 17 permet de comparer les coûts des puissances de réglage primaire, secondaire et tertiaire. Ce faisant, la moyenne annuelle pour les produits hebdomadaires des puissances secondaire et tertiaire est calculée sur la base des enchères hebdomadaires de la puissance de réglage mise en réserve. Pour les produits journaliers en lien avec la puissance de réglage tertiaire, la moyenne annuelle a été calculée sur la base des blocs d'offre de 4 heures. Comme la puissance de réglage primaire est un produit symétrique, ses coûts totaux (cf. figure 16) sont divisés par deux dans la figure 17. Cette opération permet de comparer directement les coûts dans l'unité choisie (CHF par MW).



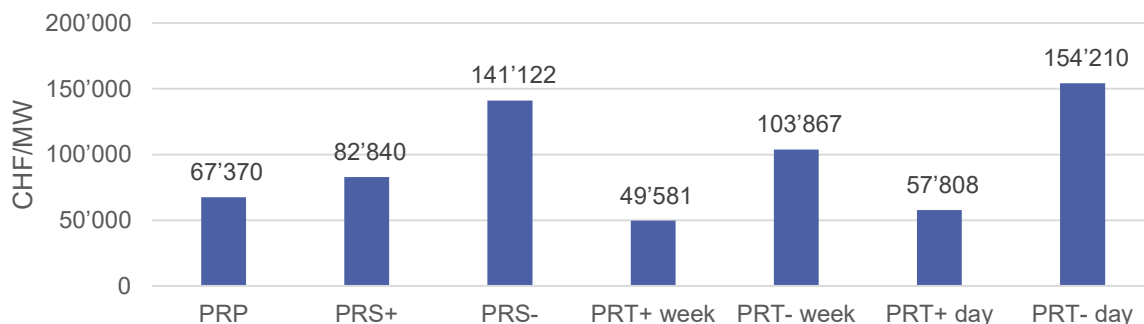


Figure 17 : Coûts des produits de puissance de réglage par MW en 2021

Avec environ 154 000 CHF par MW, le produit journalier de la puissance de réglage tertiaire négative est le plus cher. Viennent ensuite la puissance de réglage secondaire négative et le réglage tertiaire négatif hebdomadaire. Pour les différents produits de réglage tertiaire, on observe - comme pour la puissance de réglage secondaire - une nette différence entre la puissance de réglage positive et la négative.

Une approche tenant compte des volumes montre que la puissance de réglage tertiaire positive est le produit le plus avantageux, suivi par le réglage primaire. Comme nous l'avons déjà mentionné, pour la puissance de réglage primaire et secondaire, l'indemnisation des prix de l'énergie est déjà connue au moment de soumettre les offres, alors que les offres interviennent séparément pour la puissance de réglage tertiaire. De la sorte, pour les puissances de réglage primaire et secondaire, certains coûts d'opportunité de l'énergie de réglage sont d'emblée inclus dans les coûts de la puissance de réglage. Les analyses des prix de l'énergie de réglage en 2021 ainsi que les évolutions à long terme sont abordées au chapitre suivant.

### 3 Énergie de réglage

Le chapitre suivant présente les quantités d'énergie de réglage sollicitées et les coûts correspondants pour 2021. L'évolution des quantités et des coûts est présentée en comparaison avec les résultats de l'année précédente (2020), ainsi qu'à partir des quantités sollicitées à long terme et des coûts depuis 2013.

#### 3.1 Exercice 2021

##### 3.1.1 Énergie de réglage sollicitée

Durant l'exercice, environ 341 gigawattheures (2020 : 310 GWh) d'énergie de réglage secondaire (positive et négative) et quelque 493 gigawattheures (2020 : 383 GWh) d'énergie de réglage tertiaire (positive et négative) ont été sollicités. La figure 18 montre la distribution mensuelle des appels. Pendant le semestre d'été, en particulier en avril et en mai, l'énergie de régulation a été appelée en plus grande quantité que l'année précédente. En moyenne, environ 70 GWh par mois ont été appelés, contre environ 58 GWh par mois en 2020.

		2021	2020	Variation
<b>ERS+</b>				
Quantité sollicitée	GWh	192	146	+46
<b>ERS-</b>				
Quantité sollicitée	GWh	149	164	-15
<b>ERT+</b>				
Quantité sollicitée	GWh	292	199	+93
<b>ERT-</b>				
Quantité sollicitée	GWh	201	184	+17

Tableau 2 : Énergie de réglage sollicitée en 2021

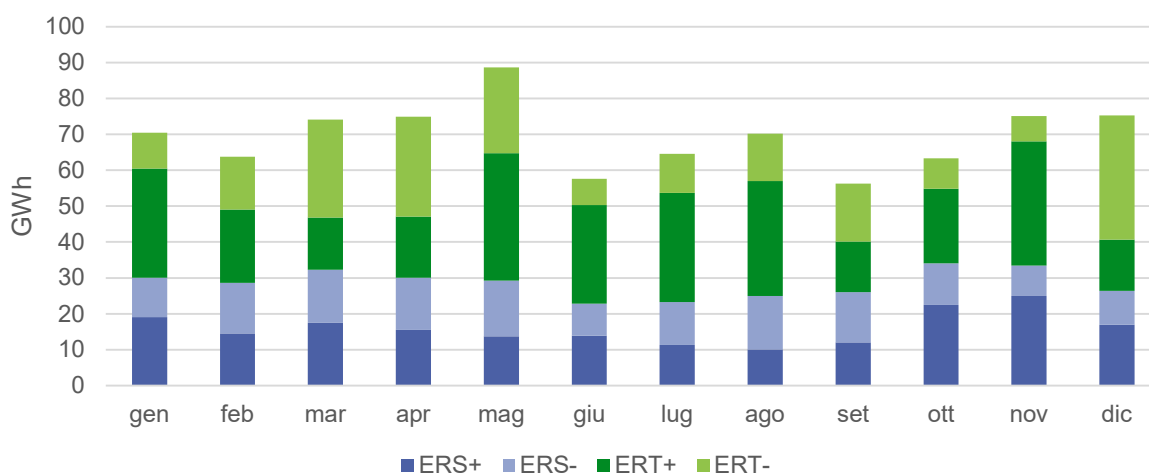


Figure 18 : Quantités d'ERS et d'ERT par produit en 2021

### 3.1.2 Coûts de l'énergie de réglage

Durant l'exercice, les coûts totaux pour l'énergie de réglage se sont montés à 43.8 millions d'euros, dont 18,3 millions pour l'énergie de réglage secondaire et 25.5 millions pour l'énergie de réglage tertiaire. Au 4<sup>e</sup> trimestre 2021, les coûts totaux (ERS et ERT) s'élevaient à 24.5 millions d'euros, soit 56 % des coûts totaux, ce qui est directement lié à la hausse des prix sur le marché de gros et aux coûts d'opportunité qui en découlent.

		2021	2020	Variation
<b>ERS+</b>				
Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	30.6	6.8	+23.8
<b>ERS-</b>				
Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	-12.2	-4.3	-7.9
<b>ERT+</b>				
Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	41.2	25.8	+15.4
<b>ERT-</b>				
Coûts de l'énergie de réglage	mio euros	-15.7	-1.5	-14.2

Tableau 3 : Coûts absolus de l'énergie de réglage en 2021

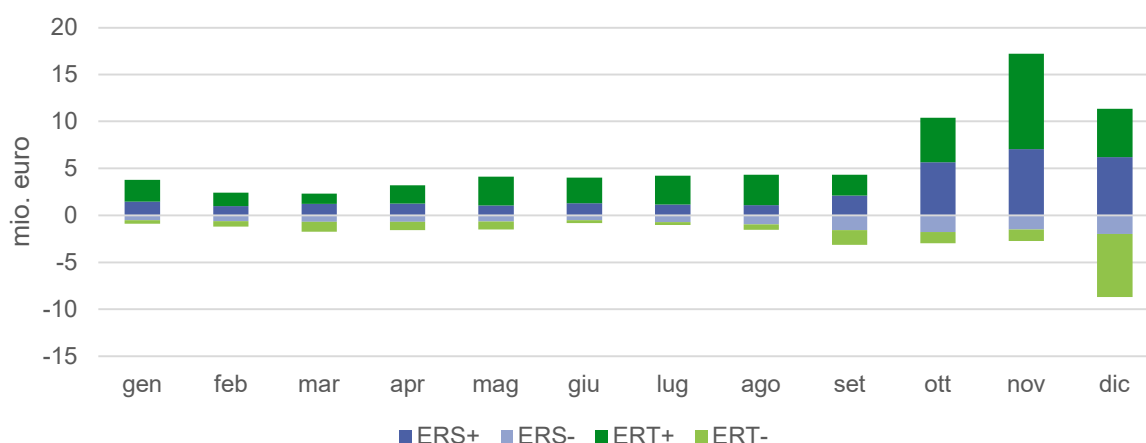


Figure 19 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par produit en 2021

### 3.1.3 International Grid Control Cooperation

Swissgrid est membre depuis 2012 de la coopération « International Grid Control Cooperation » (IGCC), à laquelle les GRT grec (ADMIE) et roumain (Transelectrica) ont aussi adhéré durant l'exercice. Actuellement, 24 pays au total (27 GRT) participent à cette coopération. La collaboration garantit que les membres ne doivent pas activer une partie importante de l'énergie d'ajustement/équilibre du moment qu'ils annulent les activations simultanées dans des directions opposées. Par exemple, si le pays A a un besoin positif de 100 MW et le pays B un besoin négatif de -100 MW, les deux pays seront desservis s'il n'y a pas d'activation.

En 2021, à elle seule la Suisse a économisé 473,1 GWh grâce à la coopération internationale en matière d'IGCC, ce qui représente une valeur monétaire de 9.23 millions d'euros ou une moyenne annuelle de 19.5 euros/MWh. Si la Suisse venait à être exclue de la coopération cela signifierait qu'elle devrait couvrir ces quantités avec ses propres produits d'énergie de réglage et utiliser pour cela ses propres réserves. Inversement, les autres membres de la coopération devraient compenser leurs déséquilibres sans les réserves suisses, ce qui entraîne en général une nette détérioration de l'efficacité de l'exploitation de la sécurité du réseau. Les valeurs mensuelles pertinentes pour la Suisse sont présentées dans la figure 20.

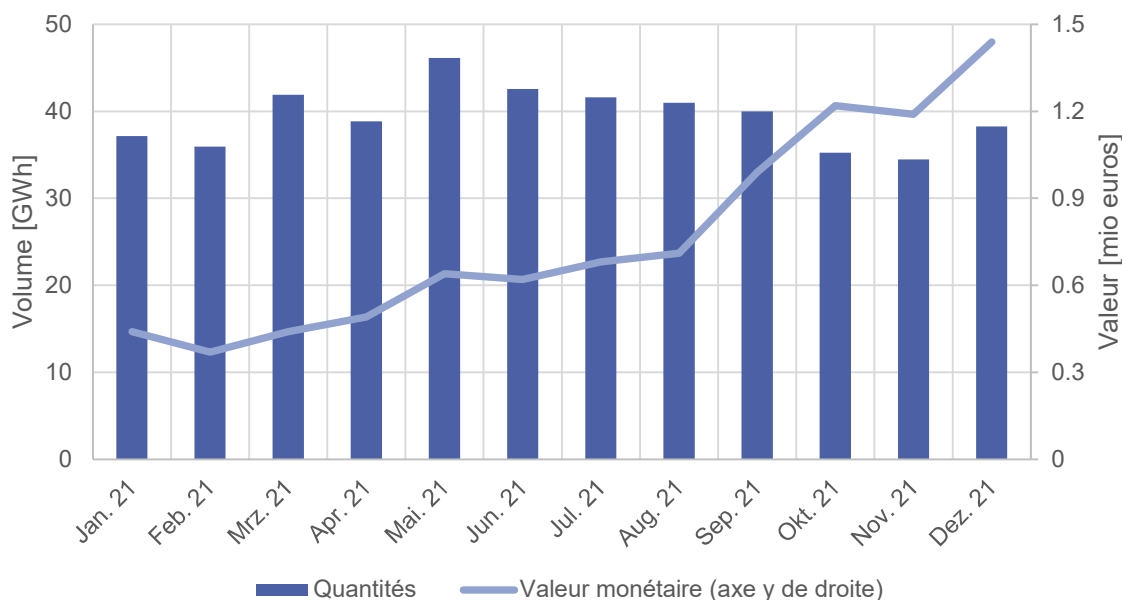


Figure 20 : Valeurs monétaires et volumes des « Netted imbalances » en 2021. Source : IGCC Regular Report on Social Welfare Q4 2021

## 3.2 Évolution à long terme depuis 2014

### 3.2.1 Quantité d'énergie de réglage sollicitée

La figure 21 montre l'évolution de l'énergie de réglage secondaire et tertiaire totale sollicitée entre 2014 et 2021.

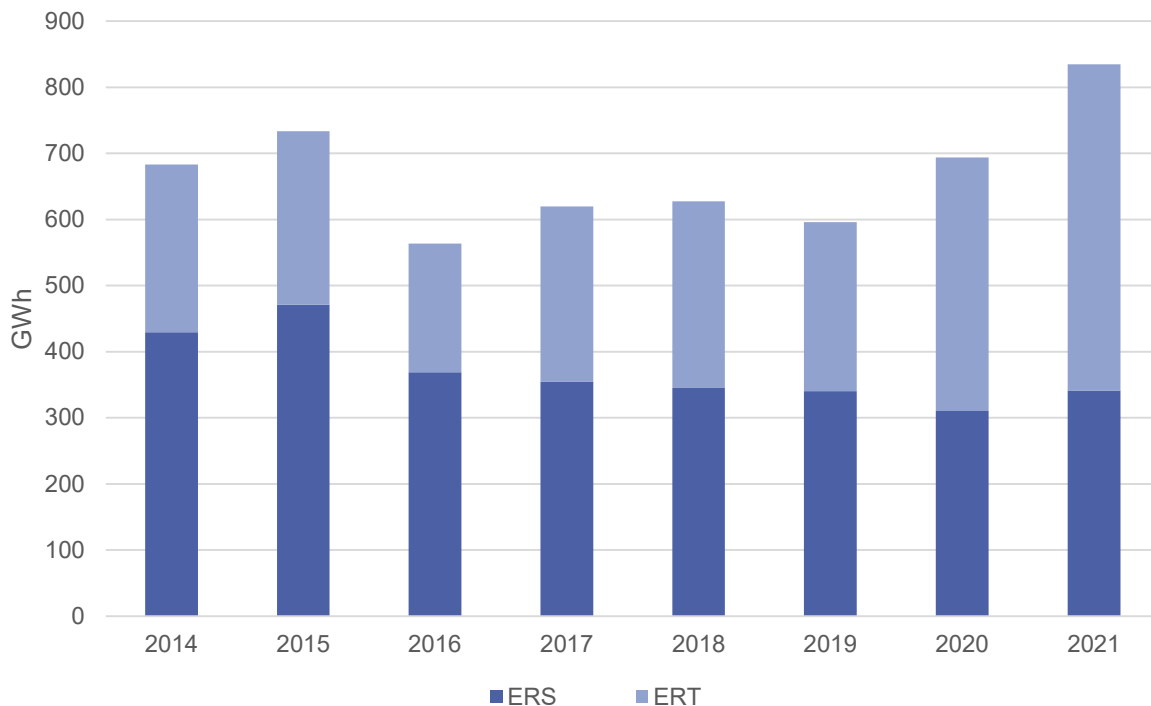


Figure 21 : Quantités d'ERS et d'ERT de 2014 à 2021.

La figure 22 présente un schéma similaire à celui de la figure précédente, avec la répartition des différents produits. Il apparaît ainsi que les besoins supplémentaires d'ERS+ en 2021 se situent dans les limites des valeurs historiques. En outre, une tendance générale à l'augmentation de la demande semble s'être amorcée pour l'ERT+.

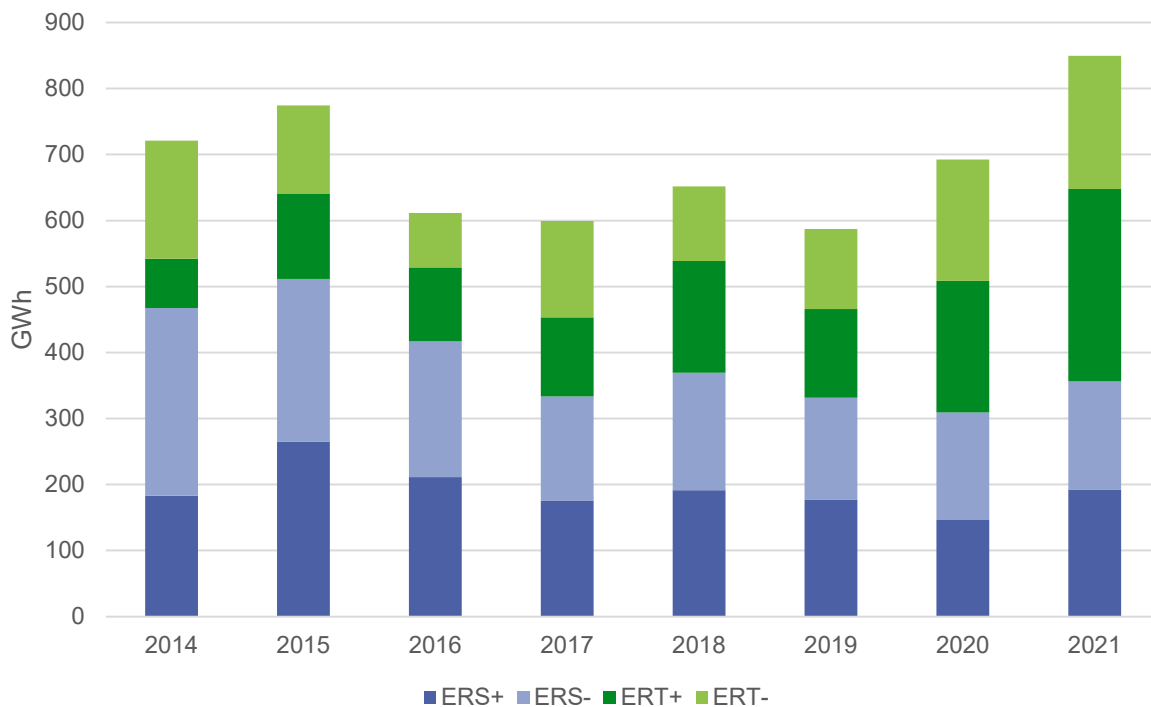


Figure 22 : Quantité d'énergie de réglage par produit de 2014 à 2021

### 3.2.2 Coûts de l'énergie de réglage

La figure 23 fournit un aperçu des coûts nets de l'énergie de réglage entre 2014 et 2021, les coûts pour les énergies de réglage secondaire et tertiaire étant les plus bas en 2014. L'augmentation de 2015 est due à une forte croissance des coûts de l'énergie de réglage tertiaire.

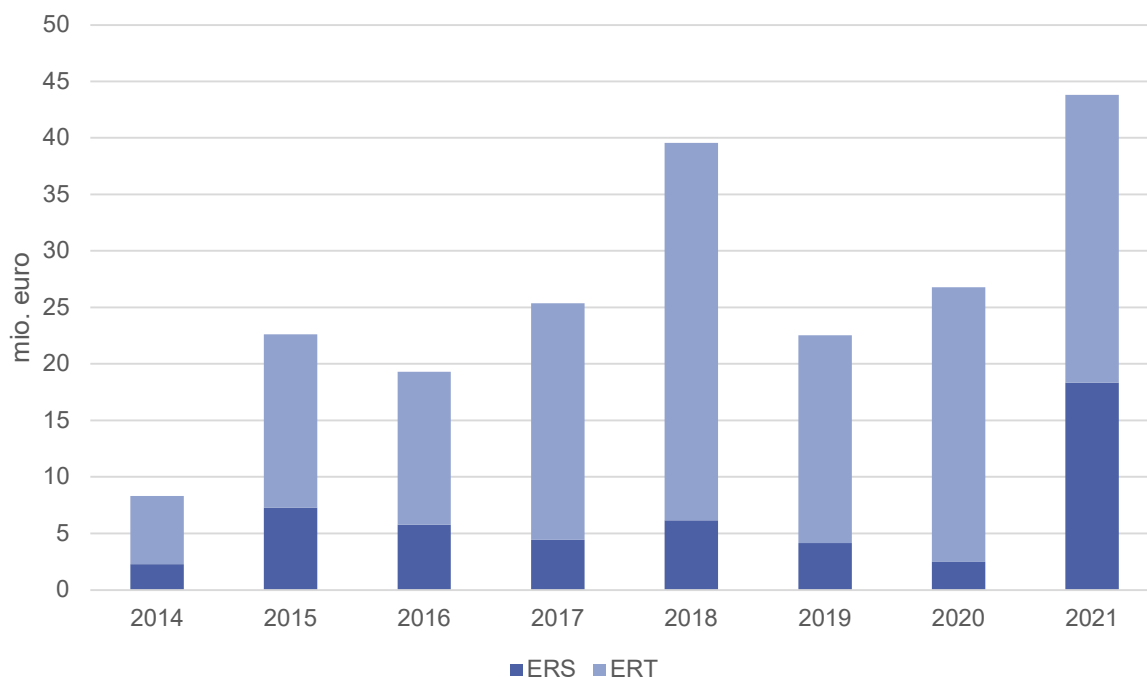


Figure 23 : Coûts nets de l'ERS et de l'ERT entre 2014 et 2021.

Comme le montrent la figure 21 et le Tableau 3, la quantité totale d'énergie de réglage secondaire sollicitée a augmenté de 31 GWh (+10 %) entre 2020 et 2021, tandis que les coûts pour cette énergie de réglage ont augmenté de manière largement disproportionnée au cours de la même période en raison de la hausse générale des prix du marché de gros et du couplage du prix de l'énergie pour l'ERS avec le cours en bourse SwissIX. De plus, les effets du marché ont également un impact sur les coûts de l'énergie de réglage tertiaire, qui doivent toutefois être considérés dans ce cas avec l'augmentation de la quantité d'énergie échangée et qui ont déjà été présentés au chapitre précédent et qui seront examinés plus en détail à la figure 25.

La figure 24 représente plus en détail les coûts absolus avec la répartition entre coûts positifs et négatifs pour chaque produit.

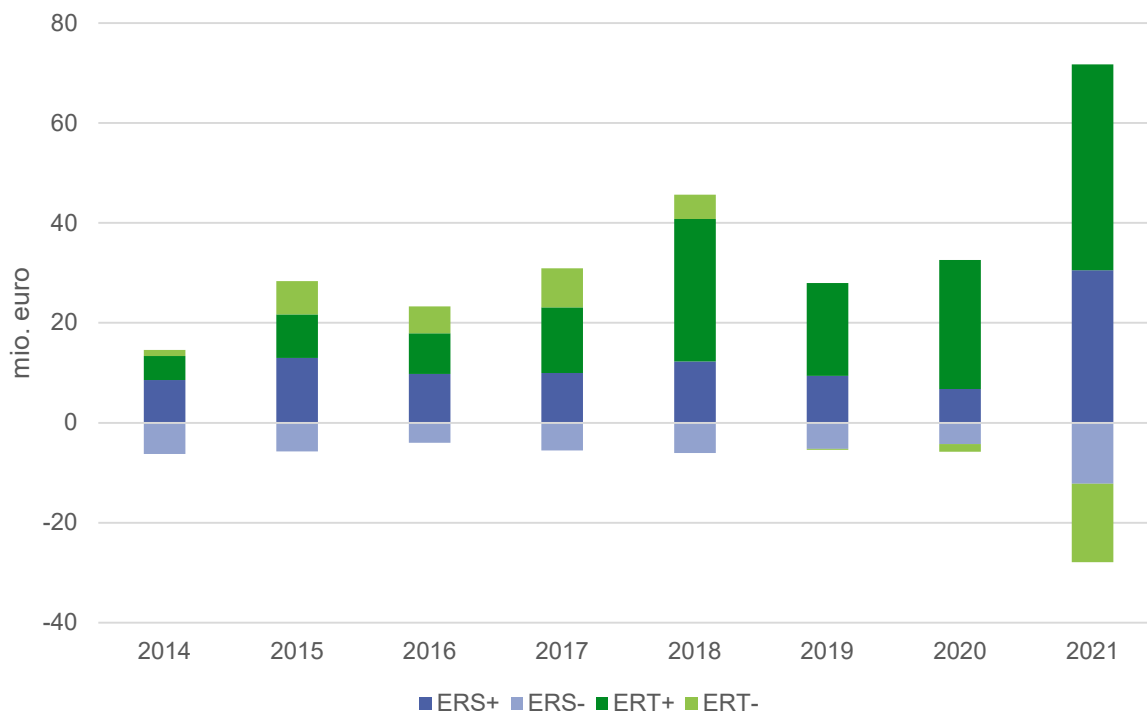


Figure 24 : Coûts pour l'ERS et l'ERT par produit entre 2014 et 2021

La hausse observée en 2015 (cf. figure 23) s'explique par des coûts plus élevés pour l'énergie de réglage tertiaire et par des coûts nets également plus élevés pour l'énergie de réglage secondaire (hausse des coûts au niveau de l'ERS positive et recettes stables pour l'ERS négative) (cf. figure 24). Les coûts élevés en 2018 s'expliquent par d'importants déséquilibres. Toutefois, ce facteur est finalement moins pertinent que l'augmentation des coûts qui domine en 2021, que ce soit dans le sens positif ou négatif.

Comme pour les coûts de la puissance de réglage, une approche globale des coûts ne fournit pas nécessairement une vue d'ensemble en raison des différentes quantités sollicitées. La figure 25 présente donc les coûts moyens par MWh sollicité. Pour l'énergie de réglage tertiaire positive, on observe une augmentation des coûts par MWh jusqu'en 2018. Il a donc été nécessaire de solliciter des offres d'énergie de réglage plus coûteuses et, en raison des courbes de l'offre, la progression des coûts a été proportionnellement supérieure à celle de la quantité sollicitée. Les coûts par MWh de l'énergie de réglage tertiaire positive semblent s'être stabilisés avec 141.11 euros/MWh en 2021. Les coûts de l'énergie de réglage tertiaire négative étaient légèrement négatifs en 2019 (- 133 euro/MWh) et en 2020 (- 8.1 euros/MWh), étant les plus bas en 2021 (- 77.9 euros/MWh). Il convient de noter que les prix négatifs pour des directions de livraison négatives résultent d'opportunités sur d'autres marchés et que la tendance à la baisse des prix négatifs traduit l'augmentation des opportunités sur le marché de gros et sur d'autres marchés à court terme. Pour Swissgrid, des prix négatifs sont synonymes de recettes et non de coûts.

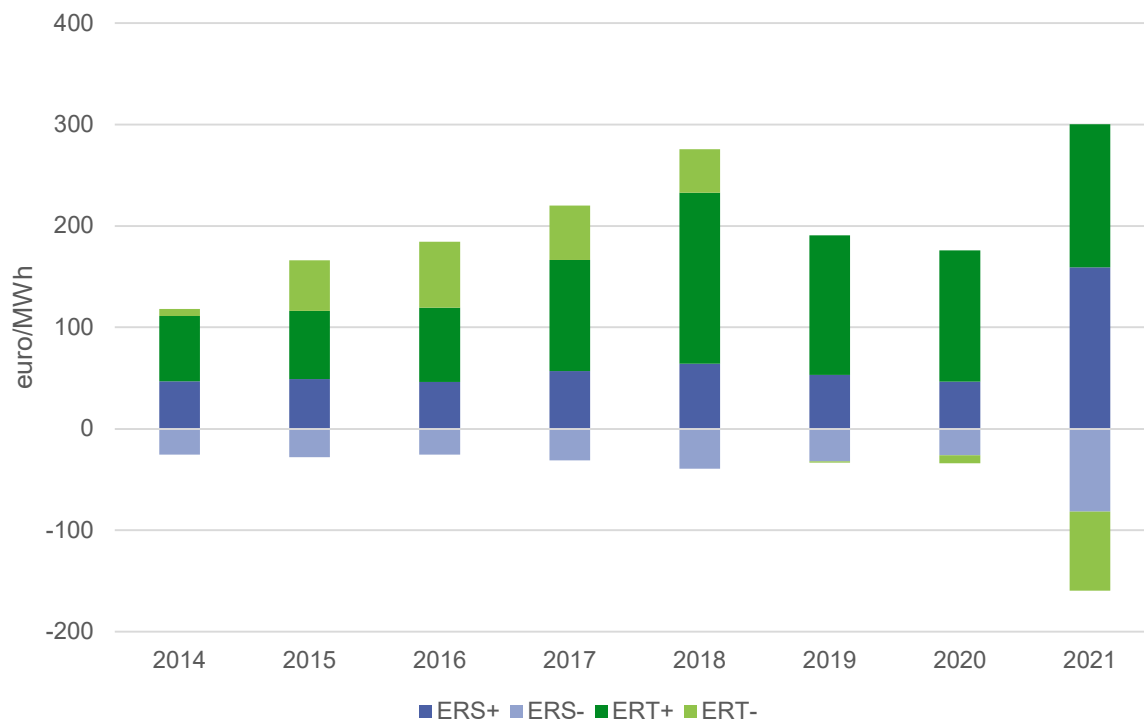


Figure 25 : Coûts par MWh pour l'ERS et l'ERT, par produit, entre 2014 et 2021



## 4 Conclusions

Le présent rapport donne un aperçu des quantités et des coûts de la puissance de réglage et de l'énergie de réglage pour la zone de réglage suisse. Concernant la puissance de réglage, le coût de la puissance tertiaire négative (produit journalier) par MW est le plus élevé tandis que la puissance tertiaire positive est la plus avantageuse. En valeurs absolues, la puissance de réglage tertiaire négative (produits journalier et hebdomadaire réunis) est la plus onéreuse. Il en va de même concernant l'énergie de réglage. En valeurs absolues, les coûts de l'énergie de réglage tertiaire sont supérieurs à ceux de l'énergie de réglage secondaire. Il en va de même si l'on ne tient pas compte de l'incidence des quantités.

La figure 26 illustre les coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage ainsi que leur ventilation entre les différentes catégories de produit. Les coûts totaux ont été de 228.0 millions de CHF en 2021, les coûts de la puissance de réglage s'élevant à environ 180.6 millions et les coûts de l'énergie de réglage à environ 47.4 millions de CHF. À noter que les coûts pour l'énergie de réglage sont ventilés entre les groupes-bilan au moyen du mécanisme de prix de l'énergie d'ajustement. Le bénéfice qui en résulte réduit les coûts pour les services-système (art. 15, al. 3, LApEI), qui sont facturés aux consommateurs finaux par le biais du tarif des services-système.

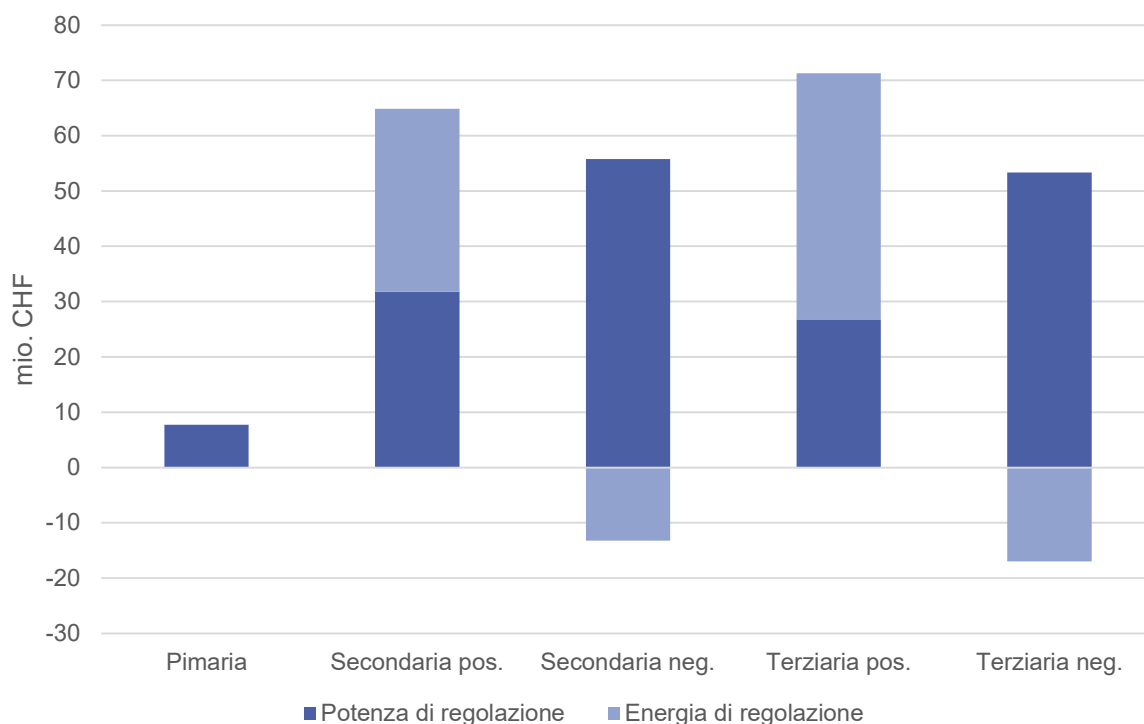


Figure 26 : Coûts totaux de l'énergie et de la puissance de réglage en 2021, source : Swissgrid, calculs EICOM

Afin de mieux appréhender les coûts de l'énergie de réglage, il est possible de comparer les différents produits à l'aide, par exemple, du prix moyen de l'énergie. Le prix de l'énergie s'y prête puisqu'en raison du principe du point de prélèvement, il n'y a aucune rémunération pour l'utilisation du réseau lors du recours à l'énergie de réglage. En 2021, le prix de l'énergie (médiane CH, profil de consommation H4) était de 7.9 ct./kWh, soit le même que l'année précédente (rapport d'activité 2021 de l'EICOM), alors que le prix day-ahead moyenné sur l'heure était en Suisse de 12.4 centimes par kilowattheure en 2021 (EPEX Spot). Le Tableau 4 suivant présente à titre de comparaison les coûts de l'énergie de réglage des années 2020 et 2021 ainsi que la variation absolue en centimes par kilowattheure.

		<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>Variation</b>
<b>ERS+</b>				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	17.22	4.97	+12.25
<b>ERS-</b>				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	-8.84	-2.80	-6.04
<b>ERT+</b>				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	15.26	13.87	+1.39
<b>ERT-</b>				
Coûts de l'énergie de réglage	ct./kWh	-8.42	-0.87	-7.56

Tableau 4 : Coûts spécifiques de l'énergie de réglage en ct./kWh par produit, en 2020 et 2021

## 1 Annexe

### 1.1 Liste des abréviations

<b>EA</b>	Énergie d'ajustement
<b>MPEA</b>	Mécanisme de prix de l'énergie d'ajustement
<b>ECom</b>	Commission fédérale de l'électricité
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité)
<b>FCR</b>	Frequency Containment Reserves
<b>IGCC</b>	International Grid Control Cooperation
<b>PICASSO</b>	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
<b>ERP</b>	Énergie de réglage primaire
<b>PRP</b>	Puissance de réglage primaire
<b>RD</b>	Redispatch
<b>SDL</b>	Services-système
<b>SDV/PSS</b>	Prestataire de services-système
<b>ERS</b>	Énergie de réglage secondaire
<b>PRS</b>	Puissance de réglage secondaire
<b>LApEI</b>	Loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.7)
<b>OApEI</b>	Ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (RS 734.71)
<b>TERRE</b>	Trans European Replacement Reserves Exchange
<b>ERT</b>	Énergie de réglage tertiaire
<b>PRT</b>	Puissance de réglage tertiaire
<b>TSO / GRT</b>	Transmission System Operator / gestionnaire du réseau de transport