



---

# Potenza di regolazione ed energia di regolazione 2021

## Rapporto della ElCom

---

Riferimento: ElCom-324-13



## Indice

<b>Indice</b> .....	<b>2</b>
<b>Indice delle figure</b> .....	<b>3</b>
<b>Indice delle tabelle</b> .....	<b>3</b>
<b>1 Introduzione</b> .....	<b>4</b>
1.1 Potenza di regolazione ed energia di regolazione .....	5
1.2 Strategia generale d’acquisto e strutturazione del prodotto.....	5
1.3 Finanziamento della potenza di regolazione e dell’energia di regolazione.....	6
1.4 Fonte dei dati.....	6
<b>2 Potenza di regolazione</b> .....	<b>6</b>
2.1 Volumi d’acquisto della potenza di regolazione 2021 .....	6
2.2 Potenza di regolazione primaria.....	7
2.3 Potenza di regolazione secondaria .....	9
2.4 Potenza di regolazione terziaria .....	11
2.5 Costi totali della potenza di regolazione.....	14
<b>3 Energia di regolazione</b> .....	<b>17</b>
3.1 Anno 2021 .....	17
3.1.1 Energia di regolazione richiesta .....	17
3.1.2 Costi dell’energia di regolazione .....	18
3.1.3 International Grid Control Cooperation .....	19
3.2 Andamento a lungo termine dal 2014 .....	20
3.2.1 Energia di regolazione richiesta .....	20
3.2.2 Costi dell’energia di regolazione .....	21
<b>4 Conclusioni</b> .....	<b>25</b>
<b>1 Allegato</b> .....	<b>27</b>
1.1 Abbreviazioni.....	27

## Indice delle figure

Figura 1: schema della procedura di attivazione dell'energia di regolazione, fonte: Swissgrid .....	4
Figura 2: volumi di PRP per mese.....	8
Figura 3: costi della PRP per mese.....	8
Figura 4: volumi di PRS positiva per settimana. L'acquisto anticipato viene effettuato a settembre dell'anno precedente.....	9
Figura 5: costi della PRS positiva per settimana.....	10
Figura 6: volumi della PRS negativa per settimana. L'acquisto anticipato viene effettuato a settembre dell'anno precedente.....	10
Figura 7: costi della PRS negativa per settimana.....	11
Figura 8: volumi PRT+ del prodotto invernale.....	11
Figura 9: volumi PRT+ sommati, per prodotto settimanale e prodotto giornaliero.....	12
Figura 10: costi PRT+ del prodotto settimanale.....	12
Figura 11: volumi PRT negativi per settimana. L'acquisto anticipato viene effettuato a settembre dell'anno precedente.....	13
Figura 12: volumi PRT- sommati, per prodotto settimanale e prodotto giornaliero.....	13
Figura 13: costi PRT- prodotto settimanale.....	14
Figura 14: risultati dei singoli anni a partire dal 2009 (barre) e andamento sul lungo termine dal 2009.....	14
Figura 15: suddivisione dei costi per il 2021 in PRP, PRS e PRT.....	15
Figura 16: suddivisione dei costi per il 2021 tra i singoli prodotti.....	15
Figura 17: costi per MW dei prodotti di potenza di regolazione 2021.....	16
Figura 18: quantità di ERS e ERT per prodotto 2021.....	18
Figura 19: costi ERS e ERT per prodotto 2021.....	19
Figura 20: valore monetario e volumi di «Netted imbalances» nel 2021. Fonte: IGCC Regular Report on Social Welfare Q4 2021 .....	20
Figura 21: volume di ERS e ERT dal 2014 al 2021.....	20
Figura 22: volume di energia di regolazione per prodotto dal 2014 al 2021.....	21
Figura 23: costi netti ERS ed ERT dal 2014 al 2021.....	22
Figura 24: costi di ERS ed ERT per prodotto dal 2014 al 2021.....	23
Figura 25: costi al MWh di ERS e ERT per prodotto dal 2014 al 2021.....	24
Figura 26: costi complessivi dell'energia di regolazione e della potenza di regolazione 2021, fonte: Swissgrid, calcolo EICom.....	25

## Indice delle tabelle

Tabella 1: potenza di regolazione detenuta in riserva 2021.....	7
Tabella 2: energia di regolazione richiesta nel 2021.....	17
Tabella 3: costi assoluti dell'energia di regolazione 2021.....	18
Tabella 4: costi specifici dell'energia di regolazione in ct./MWh per prodotto nel 2020 e 2021.....	26

## 1 Introduzione

La società nazionale di rete Swissgrid provvede costantemente all'esercizio non discriminatorio, affidabile e performante della rete di trasporto quale base essenziale per l'approvvigionamento sicuro della Svizzera (art. 20 cpv. 1 LAEI). A tal fine, è necessario che vi siano sufficienti capacità di produzione di energia elettrica nonché una rete di trasporto e distribuzione di dimensioni adeguate per trasportare l'energia al cliente finale. Poiché l'energia elettrica non può essere immagazzinata in rete, la quantità di elettricità immessa deve corrispondere esattamente, in ogni momento, a quella prelevata. Nonostante l'elevata qualità delle previsioni di produzione e consumo a cura dei fornitori di energia, tuttavia, una pianificazione esatta non è possibile, per cui occorre costantemente compensare anche i minimi scostamenti rispetto ai valori teorici. Tale compensazione avviene perlopiù adattando la produzione elettrica al consumo effettivo. Ciò richiede centrali elettriche la cui produzione possa essere regolata in modo particolarmente accurato. Swissgrid acquista la necessaria potenza di regolazione attraverso una procedura orientata al mercato, non discriminatoria e trasparente (art. 22 cpv. 1 OAEI).

In caso di squilibrio, nel sistema europeo integrato viene adottata una procedura in tre fasi. Con la regolazione primaria viene ripristinato l'equilibrio nel giro di pochi secondi. Se questo non è sufficiente, dopo cinque minuti viene richiamata la regolazione secondaria. In caso di scostamenti di durata superiore a 15 minuti, la regolazione secondaria viene sostituita dalla regolazione terziaria. L'attivazione dell'energia di regolazione avviene automaticamente per la maggior parte dei prodotti; solo una parte dell'energia di regolazione terziaria può essere attivata anche manualmente. La figura seguente illustra la procedura sopra descritta.

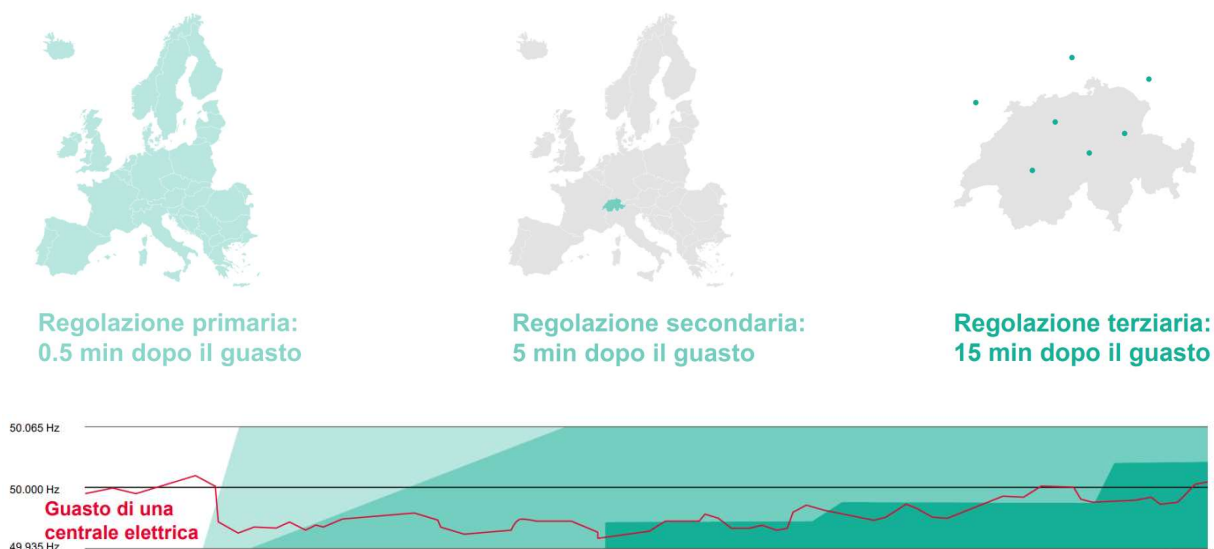


Figura 1: schema della procedura di attivazione dell'energia di regolazione, fonte: Swissgrid

La EICom vigila sul rispetto della LAEI e monitora e sorveglia gli sviluppi dei mercati dell'elettricità per assicurare un approvvigionamento elettrico sicuro ed economico. Ciò include anche il monitoraggio dell'acquisto delle prestazioni di servizio relative al sistema, in particolare della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione.

Il presente rapporto fa parte di questo monitoraggio e indica i volumi di energia di regolazione impiegati e i relativi costi per il 2021, nonché l'evoluzione a lungo termine. Esso intende contribuire alla trasparenza e alla comprensione delle problematiche legate alla potenza di regolazione e all'energia di regolazione, che sono elementi importanti per garantire un esercizio stabile della rete. Non contiene informazioni di mercato sensibili necessarie per l'attività di regolazione.

## **1.1 Potenza di regolazione ed energia di regolazione**

Ai sensi dell'articolo 20 capoverso 2 lettera b LAEI, Swissgrid garantisce, tra l'altro, l'approntamento delle prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS). Le capacità necessarie a questo scopo relative alle centrali devono essere acquisite secondo una procedura trasparente e non discriminatoria. Nell'ambito della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione si distingue in regolazione primaria, secondaria e terziaria in base alla velocità con cui viene resa disponibile e alla durata di impiego. A causa dei requisiti tecnici necessari per il richiamo della potenza di regolazione, in Svizzera essa è fornita principalmente dalle centrali idroelettriche.

Per aumentare la liquidità nell'acquisto di potenza e di energia di regolazione, Swissgrid partecipa alle piattaforme Internazionali «Frequency Containment Reserves» (FCR) e «International Grid Control Cooperation» (IGCC). Inoltre, da ottobre 2020 Swissgrid acquista energia di regolazione anche attraverso la piattaforma internazionale TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange).

Poiché l'acquisto avviene sul mercato, i vari prodotti della potenza e dell'energia di regolazione sono in concorrenza con il mercato all'ingrosso. D'altro canto, il mercato della potenza e dell'energia di regolazione amplia le opportunità di commercializzazione per i produttori. Pertanto, in inverno / primavera, quando i livelli di riempimento dei bacini di accumulazione tendono gradualmente a diminuire, l'offerta di potenza e di energia di regolazione può risultare scarsa. Di conseguenza, si può verificare un aumento dei prezzi della potenza e dell'energia di regolazione se non addirittura, in casi estremi, l'impossibilità di garantire un approvvigionamento sufficiente. L'acquisto anticipato di potenza di regolazione è effettuato, tra gli altri motivi, per accrescere la sicurezza della pianificazione e garantire un quantitativo minimo per i mesi invernali, più critici. Pertanto, oltre alla strutturazione del prodotto, alla strategia d'acquisto e alla quantità, per l'analisi dei costi della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione risultano determinanti i livelli di riempimento dei bacini di accumulazione e le opportunità sul mercato all'ingrosso.

## **1.2 Strategia generale d'acquisto e strutturazione del prodotto**

Di norma Swissgrid acquista a breve termine la potenza di regolazione necessaria, vale a dire, a seconda del prodotto, la settimana (ad eccezione dell'acquisto anticipato) o alcuni giorni prima della consegna. Da febbraio 2020 l'energia di regolazione terziaria è acquistata sul mercato integrato e da ottobre 2020 l'acquisto avviene anche grazie alla piattaforma TERRE. L'obiettivo del mercato integrato consiste, tra l'altro, nell'avvicinare i prezzi a quelli di altri mercati dell'energia a breve termine semplificando la presentazione delle offerte e adattando il prodotto dell'energia di regolazione terziaria. In questo modo il prezzo dell'energia di regolazione terziaria può essere modificato fino a 30 minuti prima del richiamo e la durata dell'offerta è stata ridotta da quattro ore a un'ora. Pertanto ora si svolgono ogni giorno 24 aste.

Da luglio 2020 la potenza di regolazione primaria non viene più acquistata come prodotto giornaliero, bensì in blocchi da quattro ore ciascuno. Questi adeguamenti del prodotto mirano ad accrescere la liquidità, migliorando in tal modo la sicurezza dell'approvvigionamento, e a ridurre i costi d'acquisto. La potenza di regolazione secondaria viene acquistata come prodotto settimanale. La potenza di regolazione terziaria viene acquistata sia come prodotto settimanale che giornaliero.

Grazie alla cooperazione FCR la regolazione primaria viene acquistata in modo efficiente e allo stesso tempo la collaborazione internazionale riduce il rischio di congestioni nell'approvvigionamento FCR. La potenza di regolazione primaria viene remunerata secondo il principio «pay-as-cleared», mentre gli altri prodotti di potenza di regolazione secondo il principio «pay-as-bid». Oltre alla remunerazione della potenza di regolazione messa in riserva, fatta eccezione per l'energia di regolazione primaria utilizzata, viene remunerata anche l'energia di regolazione richiamata. La remunerazione dell'energia di regolazione secondaria è legata alla quotazione della borsa svizzera (SwissIX). Per l'energia di regolazione terziaria i fornitori presentano un'offerta separata, che può essere modificata fino a poco

prima della consegna. Anche l'energia di regolazione terziaria viene remunerata secondo il principio del «pay-as-bid». La potenza di regolazione e l'energia di regolazione sono offerte in pool. Ciò significa che il fornitore delle prestazioni di servizio relative al sistema (FPSS) può utilizzare per la loro fornitura le centrali elettriche che gli risultano ottimali. Nei capitoli seguenti sono descritti nel dettaglio i singoli prodotti.

### 1.3 Finanziamento della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione

I costi per l'acquisto della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione sono finanziati in modo diverso. I costi della potenza di regolazione (cfr. capitolo 2.5) sono direttamente inclusi nella tariffa per le prestazioni di servizio relative al sistema di Swissgrid. I costi dell'energia di regolazione (cfr. capitoli **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) sono addebitati ai gruppi di bilancio (GB) come energia di compensazione (EC) acquistata. A causa della struttura del meccanismo dei prezzi dell'energia di compensazione (MPEC), i proventi che Swissgrid percepisce sono generalmente superiori ai costi dell'energia di regolazione che Swissgrid paga ai FPSS. La differenza tra i proventi dell'MPEC e i costi dell'energia di regolazione riduce generalmente i costi su cui si basa la tariffa per le prestazioni di servizio relative al sistema (art. 22 cpv. 2 OAEI).

### 1.4 Fonte dei dati

Se non diversamente indicato, la fonte dei dati è Swissgrid.

## 2 Potenza di regolazione

Il presente capitolo illustra il volume d'acquisto e i costi della potenza di regolazione sulla base di singole osservazioni della potenza di regolazione primaria, secondaria e terziaria, oltre alle cifre aggregate per il 2021 e allo sviluppo a lungo termine per il periodo 2009–2021.

Il volume d'acquisto della potenza di regolazione primaria, secondaria e terziaria viene determinato sulla base di norme internazionali. Il volume d'acquisto della PRP è definito annualmente dalla Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (ENTSO-E) e attribuito ai rispettivi Paesi. Inoltre la System Operation Guideline (SOGL) dell'UE stabilisce, attraverso un metodo probabilistico, le modalità di determinazione del volume della potenza di regolazione secondaria e terziaria necessario:

- il disservizio dell'unità produttiva o di consumo più grande deve essere coperto;
- garanzia del 99 per cento del tempo di copertura attraverso la regolazione secondaria e/o terziaria;
- una riduzione del volume di riserva presuppone la stipulazione di accordi internazionali;

Un ulteriore criterio stabilisce che il volume di riserva della potenza di regolazione terziaria debba essere pari perlomeno a quello della potenza di regolazione secondaria.

### 2.1 Volumi d'acquisto della potenza di regolazione 2021

Nell'anno in esame i volumi di riserva della potenza di regolazione terziaria sono stati adeguati al fine di allinearli alle nuove disposizioni internazionali. La riserva di potenza di regolazione terziaria positiva è stata aumentata di 145 MW e quella negativa di 255 MW. Solamente questo aumento produce notevoli

conseguenze sui costi, come illustrato nel dettaglio di seguito. La Tabella 1 presenta i volumi di riserva suddivisi per prodotto.

A causa della situazione critica dell'inverno 2015/2016, nel 2016 per la prima volta Swissgrid ha acquistato in anticipo potenza di regolazione e ha poi continuato a farlo con l'obiettivo di aumentare la sicurezza della pianificazione. Per le settimane del 2021 comprese fra la 10a e la 19a, sono stati acquistati in anticipo, già nel settembre 2020, 265 MW di potenza di regolazione secondaria e 175 MW di potenza di regolazione terziaria negativa. La potenza di regolazione primaria e la potenza di regolazione secondaria e terziaria mancante sono state garantite attraverso gli acquisti normali.

		2021	2020	Variazione	
<b>PRP +/- (simmetrico)</b>					
Fabbisogno	MW	67	65	+2	+3.1%
Quantità aggiudicata (media)	MW	67	65	+2	+3.1%
<b>PRS +</b>					
Fabbisogno	MW	400	400	-	-
Quantità aggiudicata (media)	MW	391	397	-6	-1.5%
<b>PRS -</b>					
Fabbisogno	MW	400	400	-	-
Quantità aggiudicata (media)	MW	398	377	+14	+3.7%
<b>PRT +</b>					
Fabbisogno	MW	545	400	+145	+36.3%
Quantità aggiudicata asta settimanale (media)	MW	442	312	+130	+41.7%
Quantità aggiudicata asta giornaliera (media)	MW	101	95	+6	+6.3%
<b>PRT -</b>					
Fabbisogno	MW	524	269	+255	+194.8%
Quantità aggiudicata asta settimanale (media)	MW	445	208	+237	+113.9%
Quantità aggiudicata giornaliera (media)	MW	59	61	-2	-3.3%

Tabella 1: potenza di regolazione detenuta in riserva 2021.

## 2.2 Potenza di regolazione primaria

La Svizzera acquista la potenza di regolazione primaria (PRP) a livello internazionale attraverso la cooperazione FCR. In questo modo si possono ridurre i costi d'acquisto nell'intera area sincrona europea di 50 Hertz ed allo stesso tempo creare incentivi coordinati e condizioni tecniche unitarie per l'ingresso sul mercato di nuovi offerenti di energia di regolazione e nuove tecnologie. Ne è un esempio la discussione in corso sui valori indicativi per il contenuto minimo di energia di un cosiddetto «Limited Energy Reservoir» (LER). Queste discussioni mirano a definire condizioni chiare e unitarie per tutti gli attori di mercato.

Dal 2019 nell'ambito della cooperazione PRP si svolgono aste D-2 giornaliere; inoltre vengono regolarmente discusse e introdotte nuove modifiche con l'obiettivo, tra l'altro, di migliorare l'accessibilità e l'attrattiva di questo mercato. La figura 2 presenta i volumi della potenza di regolazione primaria rilevanti per la Svizzera. La superficie blu corrisponde ai volumi mensili medi offerti, mentre le barre rappresentano il fabbisogno svizzero di 67 MW.

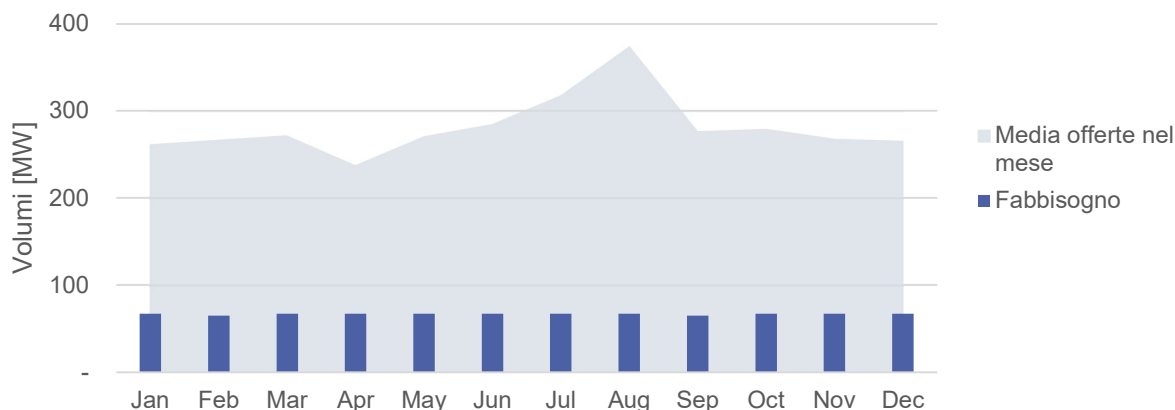


Figura 2: volumi di PRP per mese.

Nel 2021 i costi totali per l'acquisto di potenza di regolazione primaria, presentati nella figura 3 suddivisi per mese, sono stati di 9,0 milioni di franchi. Si distingue chiaramente un aumento evidente e costante dei costi, risultato di diversi effetti che si sono sovrapposti. I principali sono illustrati di seguito.

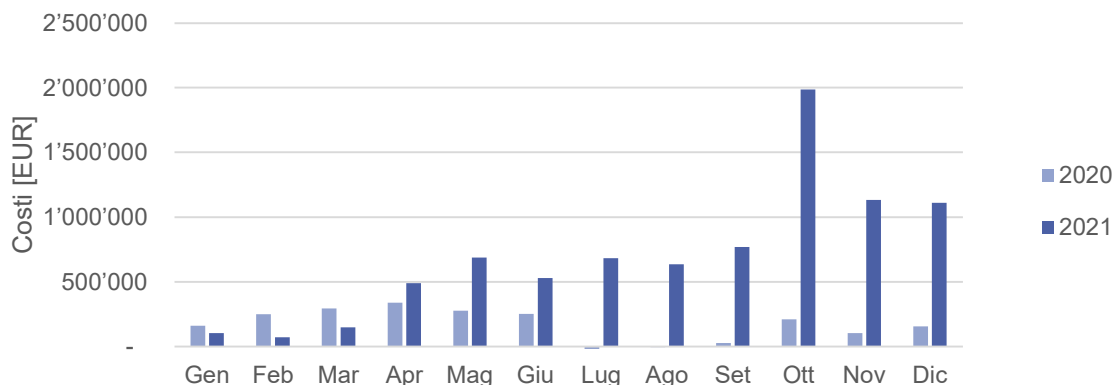


Figura 3: costi della PRP per mese.

I costi elevati delle riserve registrati nella primavera del 2021 (aprile, maggio) sono da ricondurre al rallentato scioglimento delle nevi e alla quantità di riserve idroelettriche nettamente al di sotto della media degli anni precedenti. Questo si è tradotto anche in prodotti della potenza di regolazione con direzione di fornitura negativa molto più costosi di quelli con direzione di fornitura positiva, come illustrato chiaramente di seguito.

Da luglio 2020 la potenza di regolazione primaria non viene più acquistata come prodotto giornaliero, bensì in blocchi di quattro ore ciascuno. Questi adeguamenti del prodotto mirano ad accrescere la liquidità, migliorando in tal modo la sicurezza dell'approvvigionamento, e a ridurre i costi d'acquisto. Nei mesi di luglio e agosto 2020 in Svizzera sono stati generati ricavi anziché costi a causa delle modifiche nel design del mercato ancora nella fase iniziale di introduzione, dell'aumento delle esportazioni di PRP e dei conteggi dei costi del nuovo prodotto tra i gestori delle reti di trasporto. Anche nel mese di settembre 2020 il livello dei costi era molto basso.

Infine il forte aumento dei prezzi sul mercato all'ingrosso nel secondo semestre del 2021 e i relativi costi opportunità hanno inciso notevolmente sui prezzi dell'approvvigionamento di PRP. Nel caso concreto nemmeno la strategia d'acquisto internazionale e il meccanismo di remunerazione «pay-as-cleared» hanno potuto evitare questo aumento dei costi, che ha interessato tutti i mercati europei.



L'influenza dei prezzi di mercato è evidente anche in tutti gli altri prodotti della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione. A ottobre 2021 nell'intera cooperazione PRP i costi d'acquisto sono più che raddoppiati rispetto al mese precedente. Il prezzo medio di settembre, pari a 15.40 euro/MWh, a ottobre ha toccato quota 39.78 euro/MWh.

### 2.3 Potenza di regolazione secondaria

In Svizzera la modalità d'acquisto della potenza di regolazione secondaria (PRS) come prodotto simmetrico da luglio 2018 è stata sostituita dall'acquisto asimmetrico. Da allora la PRS è suddivisa in negativa (PRS-) e positiva (PRS+). A partire dal 2022 sono previste ulteriori ottimizzazioni della struttura di mercato grazie all'introduzione della piattaforma europea PICASSO. Per le settimane dalla 10a alla 19a l'acquisto anticipato è stato effettuato a settembre dell'anno precedente, come emerge dalle figure Figura 4 e 6 con le barre blu e la superficie in blu. Le quantità restanti vengono regolarmente acquistate nella settimana precedente alle aste settimanali.

A seconda dei rispettivi prezzi in un dato momento, al fine di ridurre i costi, i volumi d'acquisto della potenza di regolazione secondaria possono essere ottimizzati con quelli della potenza di regolazione terziaria. Ciò può avvenire sia nella direzione positiva (PRS+ ↔ PRT+) che in quella negativa (PRS- ↔ PRT-). Nell'anno in rassegna è stata osservata una leggera oscillazione nell'acquisto di prodotti negativi, in particolare nel secondo semestre.

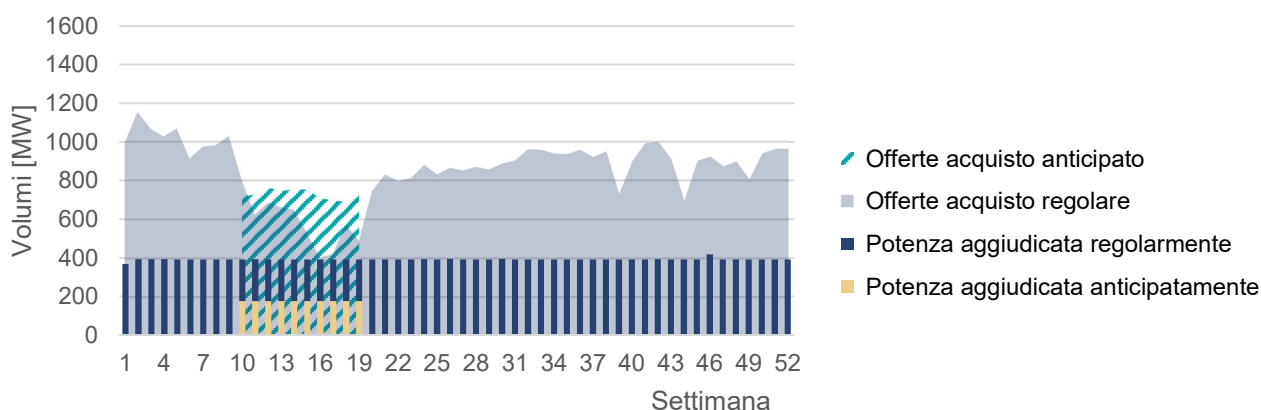


Figura 4: volumi di PRS positiva per settimana. L'acquisto anticipato viene effettuato a settembre dell'anno precedente.

L'andamento dei costi della potenza di regolazione secondaria positiva è soggetto a dinamiche simili, come già illustrato nel punto precedente in merito alla PRP. L'aumento dei prezzi del mercato all'ingrosso nel secondo semestre del 2021 ha avuto chiare ripercussioni anche sui costi della PRS. Come si evince dalla Figura 5, i costi sono aumentati da luglio 2021 (settimana 35), con un ulteriore forte rialzo da novembre 2021. Inoltre ad aprile e maggio 2021 le riserve ridotte e il ritardo nello scioglimento delle nevi hanno contribuito all'evidente aumento dei costi della PRS+ rispetto ai valori degli anni precedenti. Questo effetto è ancora più palese nella figura 7 che presenta i costi della PRS-.

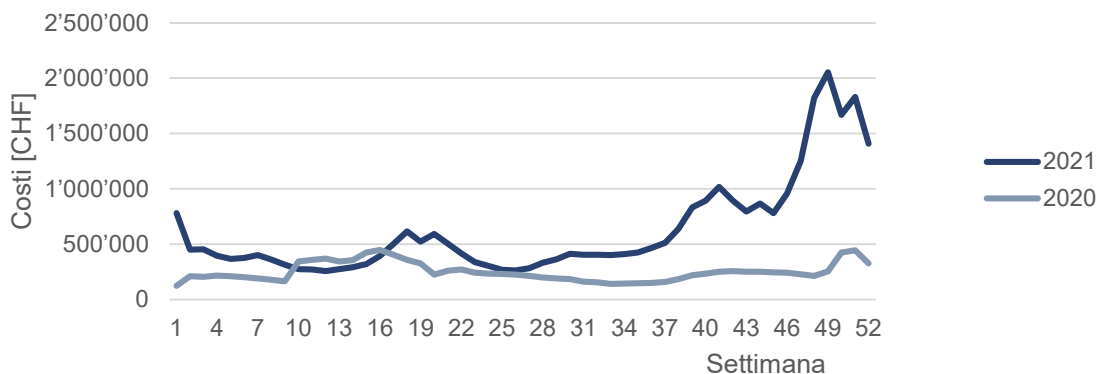


Figura 5: costi della PRS positiva per settimana.

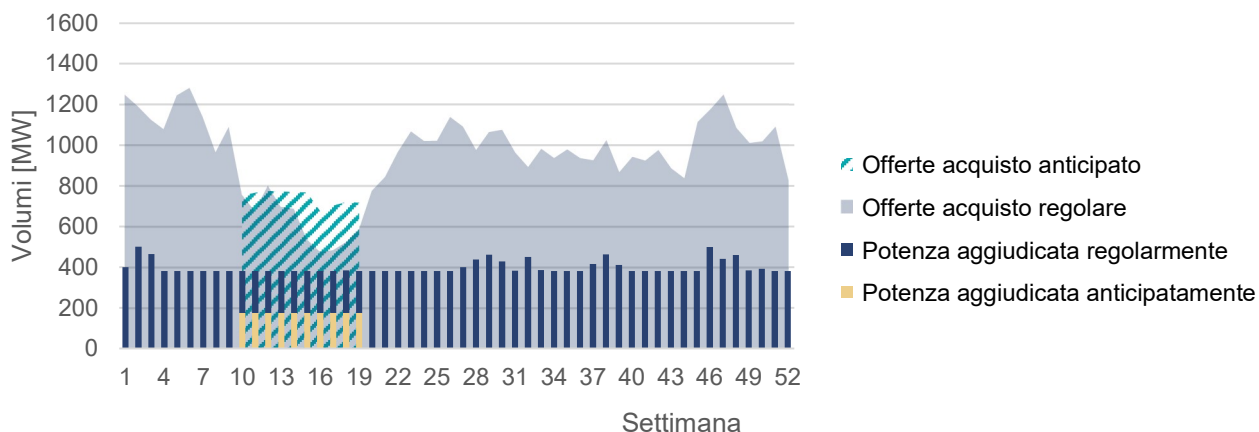


Figura 6: volumi della PRS negativa per settimana. L'acquisto anticipato viene effettuato a settembre dell'anno precedente.

Nell'anno in esame sono aumentati anche i costi complessivi della PRS-. La Figura 7 presenta i costi; il confronto con i valori degli anni precedenti mostra i costi supplementari registrati in aprile/maggio e soprattutto a partire dalla settimana 35 (fine agosto) per tutto il secondo semestre 2021.

Analogamente alla PRS+ l'aumento dei costi della PRS- è evidente. Ciò che a breve termine causa un aumento dei costi d'acquisto, si rifletterà probabilmente in una maggiore attrattiva di questi mercati nel lungo periodo, soprattutto se il segnale di prezzo si stabilizzerà a un livello altrettanto elevato nel lungo periodo.

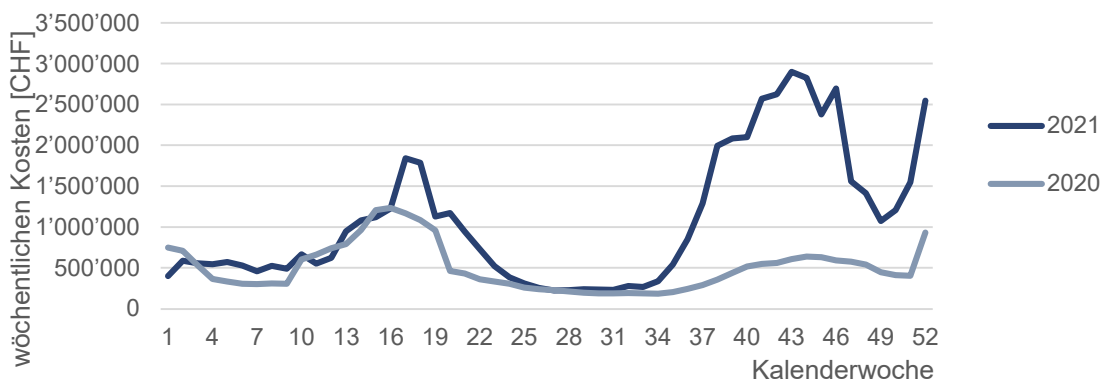


Figura 7: costi della PRS negativa per settimana.

## 2.4 Potenza di regolazione terziaria

In Svizzera la potenza di regolazione terziaria (PRT) viene acquistata a livello nazionale in PRT+ e PRT-. Nell'anno in rassegna i volumi detenuti in riserva della potenza di regolazione terziaria sono stati allineati alle nuove disposizioni internazionali. La riserva di potenza di regolazione terziaria positiva è stata aumentata di 145 MW e quella negativa di 255 MW (v. punto 2.1 e tabella Tabella 1).

L'acquisto della PRT+ avviene mediante aste settimanali e giornaliere. Nella Figura 8 sono raffigurate le quantità offerte e aggiudicate del prodotto settimanale. Nella Figura 9 le quantità giornaliere assegnate (media giornaliera dei blocchi da 4 ore) sono aggiunte alle quantità settimanali; ne risulta un nuovo fabbisogno complessivo di 545 MW.

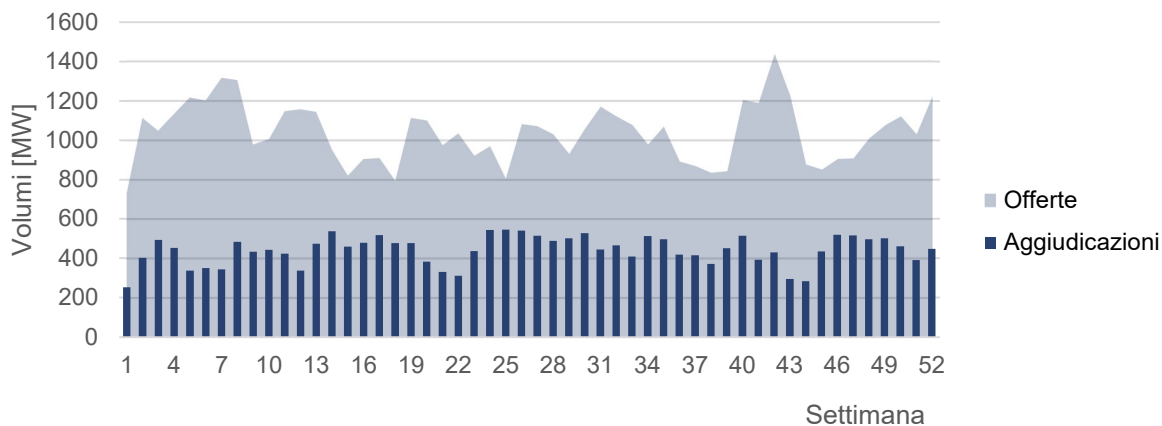


Figura 8: volumi PRT+ del prodotto invernale.

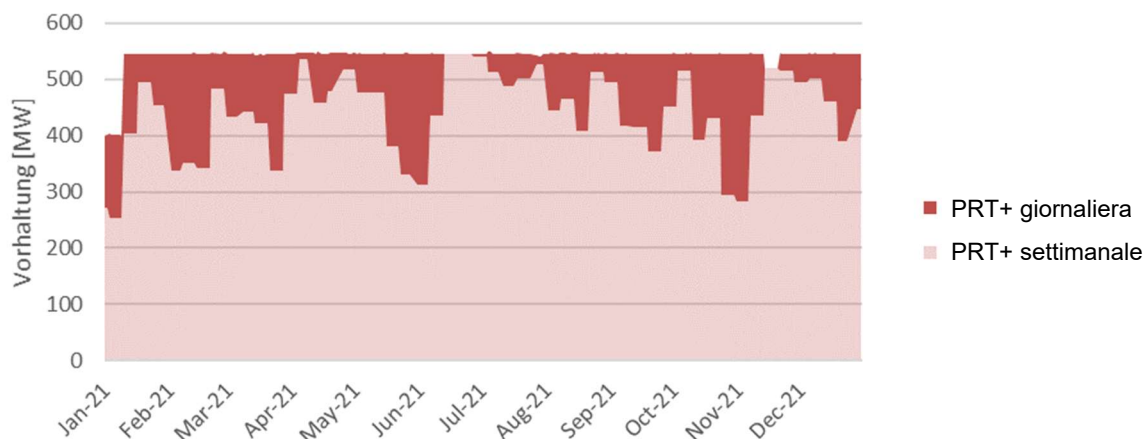


Figura 9: volumi PRT+ sommati, per prodotto settimanale e prodotto giornaliero.

Il solo l'aumento dei volumi d'acquisto ha avuto forti ripercussioni sui costi. Inoltre, a fronte di una struttura dell'offerta invariata, i costi per le quantità supplementari necessarie aumentano in modo sproporzionato. Ciò è da ricondurre al fatto che i volumi aggiuntivi devono essere soddisfatti contemporaneamente con le offerte più costose, che altrimenti non sarebbero state aggiudicate. L'aumento dei volumi si è verificato nella seconda settimana di gennaio 2021 e ha influenzato così l'andamento dei costi di tutto il 2021, sia per la PRT + (Figura 10) che per la PRT- (Figura 13). Il già descritto influsso dei prezzi del mercato all'ingrosso è evidente anche nell'andamento dei costi della potenza di regolazione terziaria.

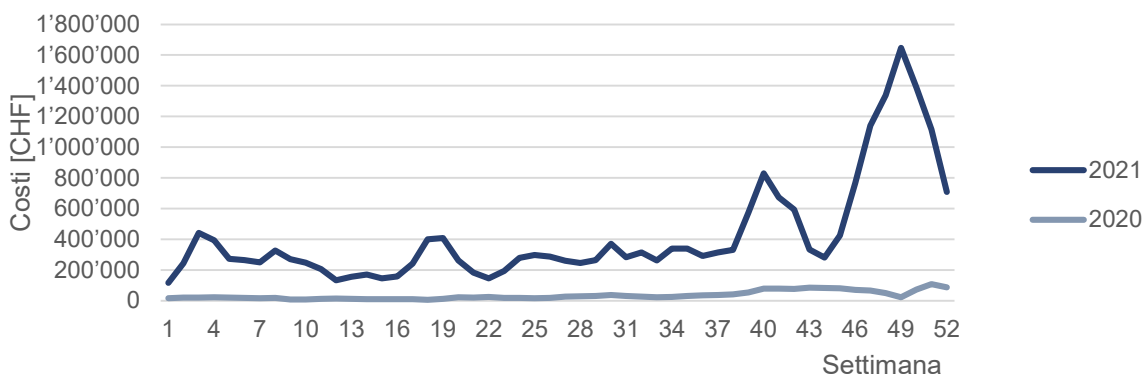


Figura 10: costi PRT+ del prodotto settimanale.

La Figura 11 presenta le quantità offerte e aggiudicate per il prodotto settimanale PRT-. Anche per questo prodotto l'acquisto anticipato è stato effettuato a settembre dell'anno precedente.

La quantità totale di PRT- acquistata, pari a 524 MW, è quasi raddoppiata rispetto ai 269 MW dell'anno precedente (v. punto 2.1 e Tabella 1), come si evince chiaramente nella Figura 12 dalla somma delle quantità acquistate settimanalmente e giornalmente e dall'aumento nella prima settimana dell'anno. A seconda dei rapporti di prezzo attuali i volumi d'acquisto tra PRS e PRT possono variare, come si nota nelle figure 6, 11 e Figura 12 (secondo semestre).

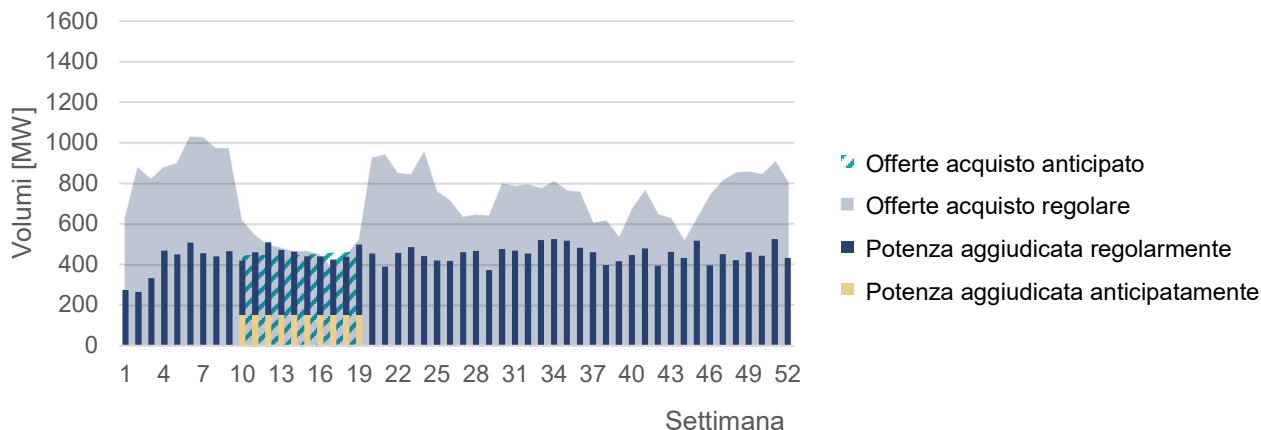


Figura 11: volumi PRT negativi per settimana. L'acquisto anticipato viene effettuato a settembre dell'anno precedente.

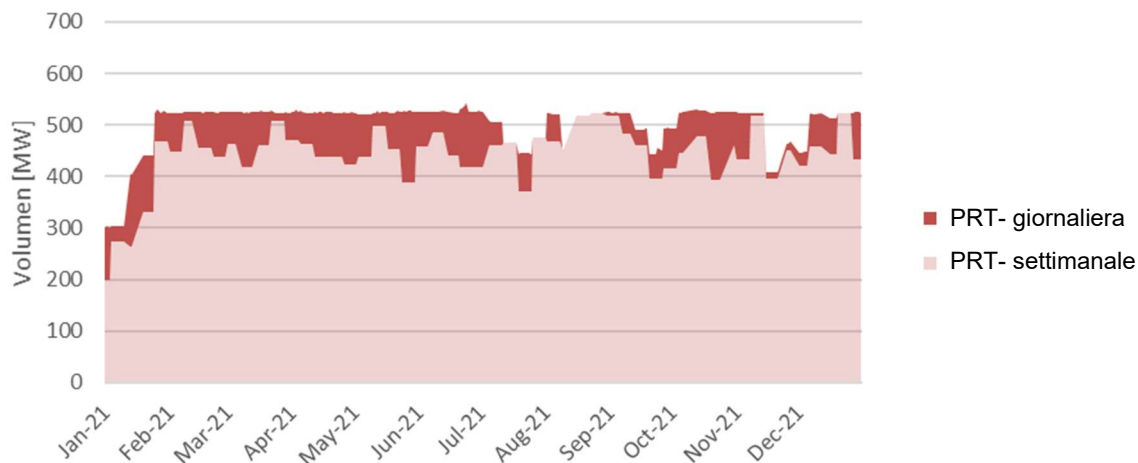


Figura 12: volumi PRT- sommati, per prodotto settimanale e prodotto giornaliero.

Anche in questo caso gli effetti sui costi raffigurati nella Figura 13 sono rilevanti e dovuti agli stessi meccanismi che interessano il mercato della PRT+, descritto al punto precedente. Inoltre le riserve idroelettriche ridotte e il ritardo nello scioglimento delle nevi hanno avuto forti ripercussioni sui costi nei mesi di aprile e maggio 2021.

Nell'anno in esame è fortemente aumentata l'attrattiva dei mercati PRT, sia in direzione positiva che negativa. In particolare se i segnali di prezzi si manterranno su livelli elevati, nei prossimi anni si può presumere un aumento degli attori di mercato e/o delle quantità offerte.

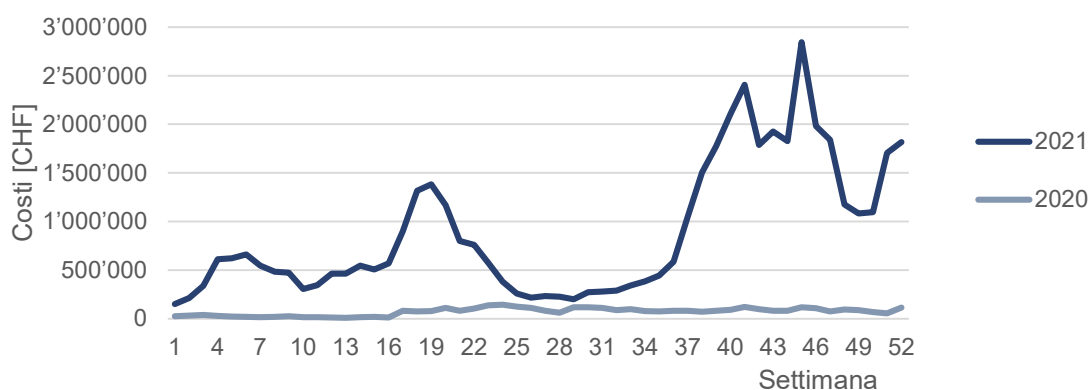


Figura 13: costi PRT- prodotto settimanale.

## 2.5 Costi totali della potenza di regolazione

Nel 2020 i costi per la potenza di regolazione hanno toccato un minimo di 49,4 milioni di franchi, mentre nel 2021 gli stessi ammontano a 180,6 milioni di franchi. In controtendenza rispetto a questo sviluppo, nel 2021 i costi dell'acquisto anticipato hanno raggiunto l'importo minimo di 6 milioni di franchi (nel 2020 12 mio. fr.). Come illustrato concretamente nei punti precedenti per i singoli prodotti, l'aumento degli acquisti regolari è dovuto soprattutto all'aumento generale dei prezzi sul mercato all'ingrosso e delle quantità detenute in riserva, in particolare della potenza di regolazione terziaria negativa. Quest'ultimo effetto è da ricondurre al rispetto della System Operation Guideline (SOGL) che prescrive requisiti specifici per l'approntamento della potenza di regolazione.

L'andamento dei costi generali dal 2009 è illustrato nella Figura 14 che presenta inoltre i costi dell'acquisto regolare (blu) e di quello anticipato (arancione) per il periodo 2016–2020.

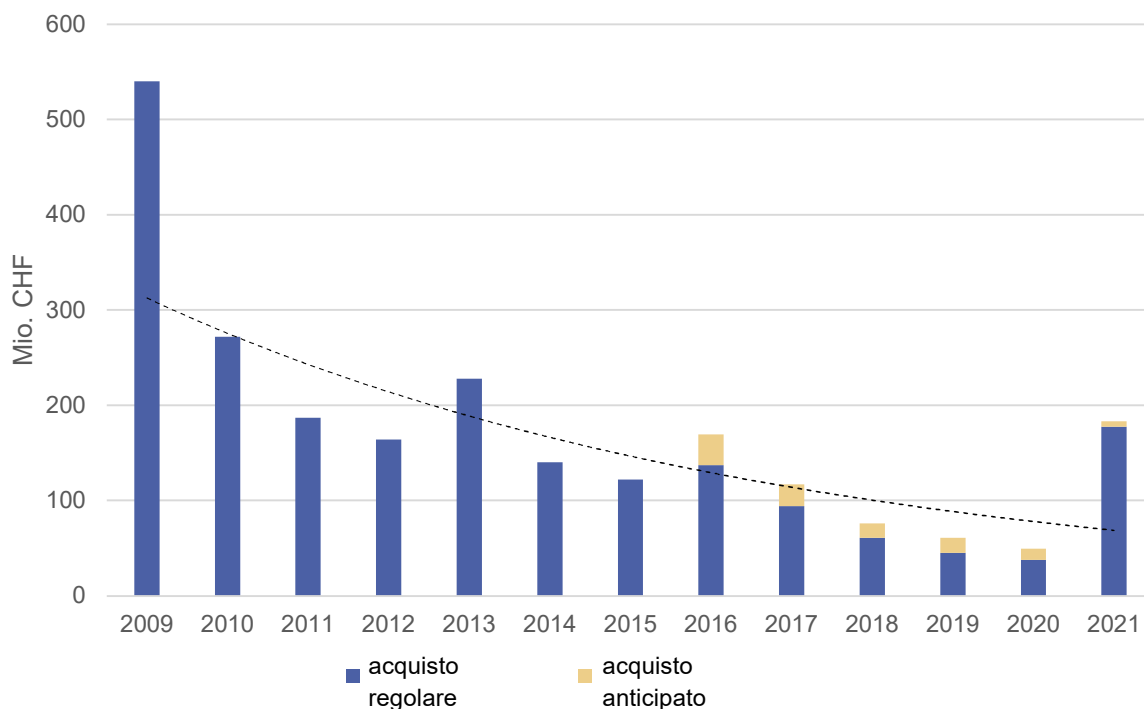


Figura 14: risultati dei singoli anni a partire dal 2009 (barre) e andamento sul lungo termine dal 2009.

L'aumento dei costi nell'anno in esame interrompe la tendenza affermata dopo il 2016. I costi elevati registrati nel 2016 sono correlati alla situazione critica in termini energetici e di rete che ha caratterizzato l'inverno 2015/2016, mentre l'aumento dei costi nel 2013 è da ricondurre a una situazione specifica verificatasi nel mese di aprile, ossia una forte impennata dei costi prima dello scioglimento delle nevi. A parte gli eventi a breve termine che possono influenzare i singoli risultati annuali, i cambiamenti a lungo termine, come gli adeguamenti della struttura del mercato che sono stati introdotti nel corso degli anni, hanno contribuito a una tendenza generale alla riduzione dei costi. L'evoluzione sul lungo termine dal 2009 è indicata dalla linea tratteggiata nella Figura 14.

La figura 15 e la Figura 16 presentano la ripartizione dei costi complessivi tra i diversi prodotti della potenza di regolazione. I costi dell'acquisto anticipato sono direttamente inclusi nei valori PRS+, PRS- e PRT-.

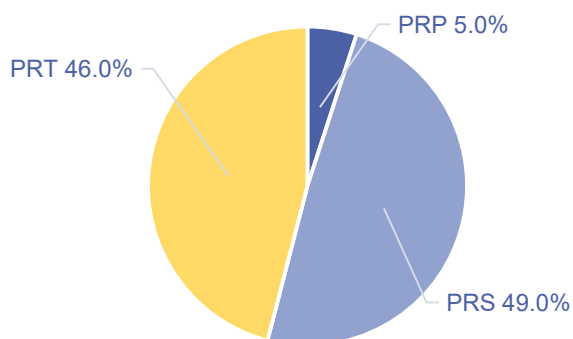


Figura 15: suddivisione dei costi per il 2021 in PRP, PRS e PRT.

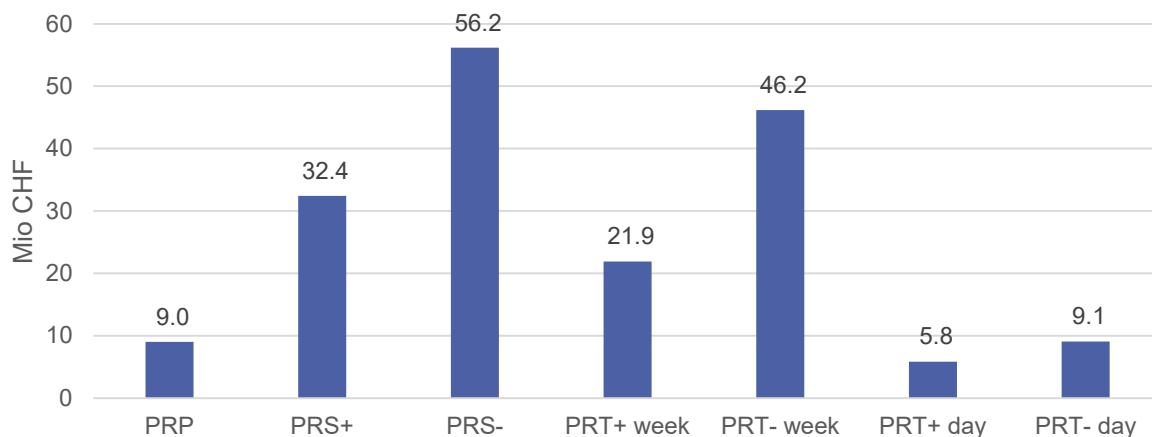


Figura 16: suddivisione dei costi per il 2021 tra i singoli prodotti.

Un raffronto dei costi totali dei rispettivi prodotti può essere effettuato solamente analizzando i volumi, poiché le quantità acquistate variano da prodotto a prodotto. Per confrontare i costi della potenza di regolazione primaria, secondaria e terziaria, è opportuno un confronto dei costi per MW (Figura 17). Nel caso dei prodotti settimanali della potenza di regolazione secondaria e terziaria, la media annua è

calcolata sulla base delle aste settimanali della potenza detenuta in riserva. Per i prodotti giornalieri della potenza di regolazione terziaria, la media annua è stata calcolata sulla base dei blocchi di fornitura di 4 ore. Poiché la potenza di regolazione primaria è un prodotto simmetrico, nella Figura 17 i costi totali della PRP (cfr. Figura 16) sono divisi per due, il che consente un raffronto diretto dei rispettivi costi nell'unità scelta (franchi per MW).

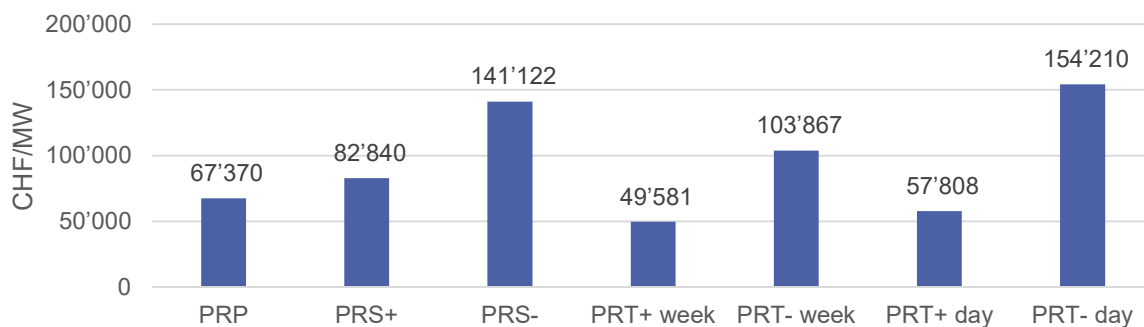


Figura 17: costi per MW dei prodotti di potenza di regolazione 2021.

Con circa 154'000 franchi per MW il prodotto giornaliero della potenza di regolazione terziaria negativa è il più costoso. Seguono la potenza di regolazione secondaria negativa e la regolazione terziaria negativa settimanale. Nei rispettivi prodotti di regolazione terziaria – come per la potenza di regolazione secondaria – si osserva una netta differenza tra la potenza di regolazione positiva e quella negativa.

Un'analisi senza gli effetti dei volumi di vendita mostra che la potenza di regolazione terziaria positiva è il prodotto più conveniente, seguito dalla regolazione primaria. Come già citato, nel caso della potenza di regolazione primaria e secondaria la remunerazione del prezzo dell'energia è già nota al momento della presentazione delle offerte. Questo differisce dal caso della potenza di regolazione terziaria, dove le offerte per l'energia vengono presentate separatamente. Pertanto, per la potenza di regolazione primaria e secondaria, alcuni costi opportunità dell'energia di regolazione sono già inclusi nei prezzi della potenza di regolazione. Nel capitolo successivo sono presentate le analisi dei prezzi dell'energia di regolazione nel 2021 e gli andamenti a lungo termine.



### 3 Energia di regolazione

Nel presente capitolo sono presentati i volumi richiesti e i costi dell'energia di regolazione per il 2021. L'andamento delle quantità e dei costi è raffrontato con i risultati dell'anno precedente (2020) e con le quantità e i costi sul lungo termine dal 2013.

#### 3.1 Anno 2021

##### 3.1.1 Energia di regolazione richiesta

Nell'anno in esame sono stati richiesti circa 341 gigawattora (2020: 310 GWh) di energia di regolazione secondaria (positiva e negativa) e 493 gigawattora (2020: 383 GWh) di energia di regolazione terziaria (positiva e negativa). La Figura 18 presenta la distribuzione delle richieste nei vari mesi. Nel semestre estivo, soprattutto nei mesi di aprile e maggio è stata richiesta più energia regolazione rispetto all'anno precedente. In media circa 70 GWh al mese, rispetto ai circa 58 GWh al mese del 2020.

		2021	2020	Variazione
<b>ERS +</b>				
quantità richiesta	GWh	192	146	+46
<b>ERS -</b>				
quantità richiesta	GWh	149	164	-15
<b>ERT +</b>				
quantità richiesta	GWh	292	199	+93
<b>ERT -</b>				
quantità richiesta	GWh	201	184	+17

Tabella 2: energia di regolazione richiesta nel 2021.

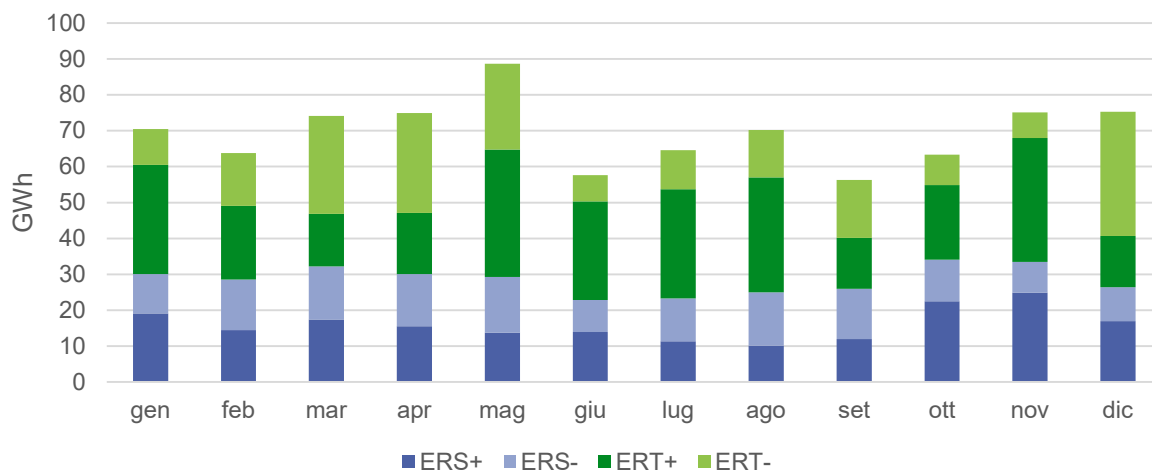


Figura 18: quantità di ERS e ERT per prodotto 2021.

### 3.1.2 Costi dell'energia di regolazione

Nell'anno in rassegna, i costi totali dell'energia di regolazione sono stati di 43.8 milioni di euro, di cui 18,3 per l'energia di regolazione secondaria e 25.5 per quella terziaria. Nel quarto trimestre del 2021 i costi complessivi (ERS e ERT) sono stati di 24.5 milioni di euro, pari al 56 per cento dei costi totali; questo dato è da ricondurre direttamente all'aumento dei prezzi sul mercato all'ingrosso e ai costi opportunità collegati.

		2021	2020	Variazione
<b>ERS +</b>				
Costi dell'energia di regolazione	mio. euro	30.6	6.8	+23.8
<b>ERS -</b>				
Costi dell'energia di regolazione	mio. euro	-12.2	-4.3	-7.9
<b>ERT +</b>				
Costi dell'energia di regolazione	mio. euro	41.2	25.8	+15.4
<b>ERT -</b>				
Costi dell'energia di regolazione	mio. euro	-15.7	-1.5	-14.2

Tabella 3: costi assoluti dell'energia di regolazione 2021.

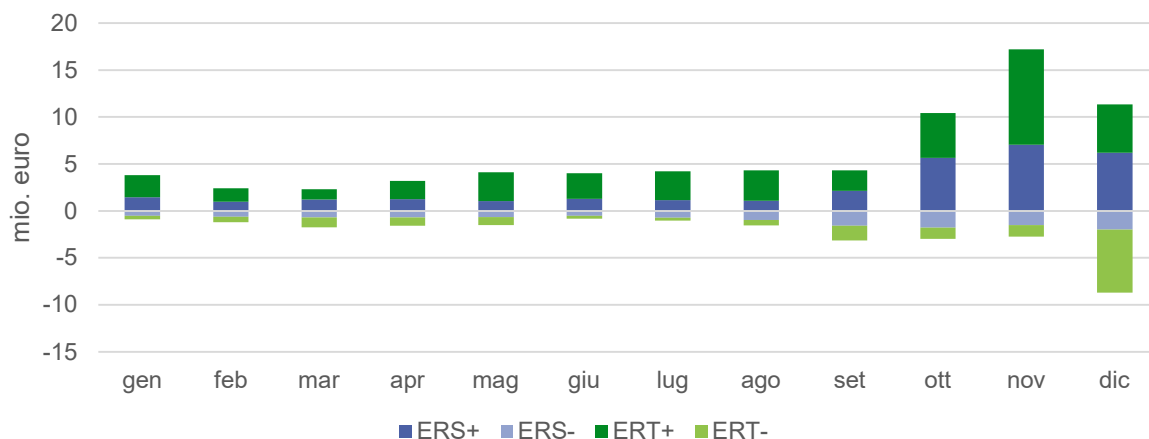


Figura 19: costi ERS e ERT per prodotto 2021.

### 3.1.3 International Grid Control Cooperation

Dal 2012 Swissgrid fa parte della «International Grid Control Cooperation» (IGCC), a cui nell'anno in rassegna hanno aderito anche il TSO greco ADMIE e quello rumeno Transelectrica. Al momento vi partecipano 24 Paesi (per un totale di 27 gestori delle reti di trasporto). La cooperazione garantisce che i membri non debbano attivare una parte significativa dell'energia di regolazione annullando le attivazioni contemporanee nella direzione opposta. Per esempio, se il Paese A ha un fabbisogno di 100 MW e il Paese B un fabbisogno di -100 MW, non verrà effettuata nessuna attivazione.

Grazie alla collaborazione internazionale IGCC, nel 2021 solo in Svizzera sono stati risparmiati 473,1 GWh, pari a un valore monetario di 9,23 milioni di euro o una media annuale di 19.5 euro/MWh. una eventuale esclusione da questa cooperazione significherebbe per la Svizzera dover coprire queste quantità con propri prodotti di energia di regolazione e di conseguenza dover utilizzare le proprie riserve. Viceversa, gli altri membri della cooperazione dovrebbero compensare i propri disequilibri senza poter contare sulle riserve svizzere, il che porterebbe in generale a un netto calo dell'efficienza e della sicurezza nell'esercizio della rete. I valori mensili rilevanti per la Svizzera sono presentati nella Figura 20.

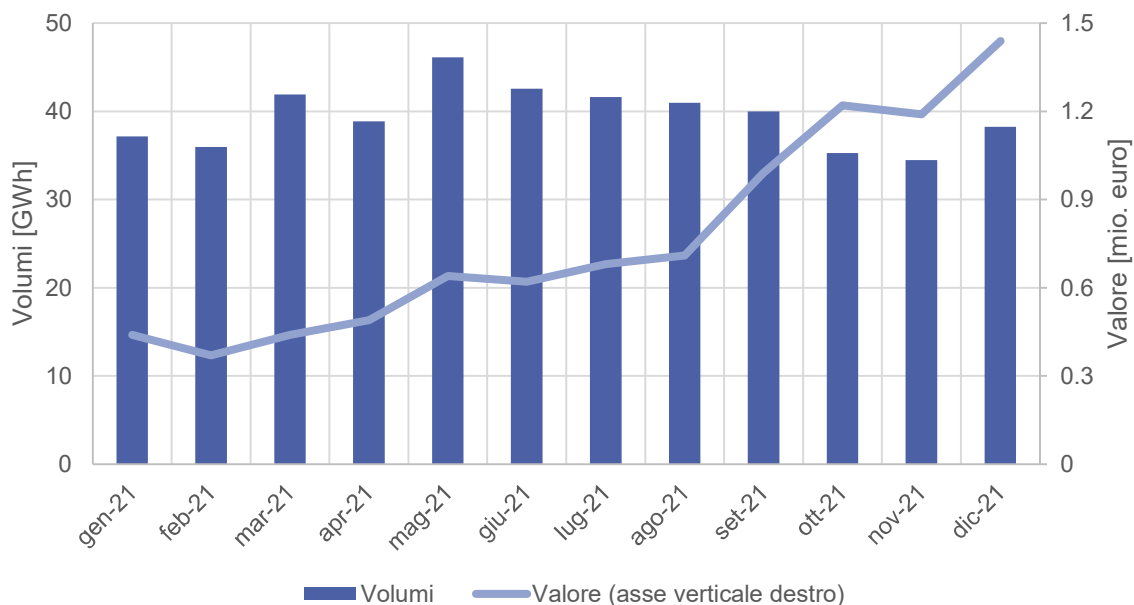


Figura 20: valore monetario e volumi di «Netted imbalances» nel 2021. Fonte: IGCC Regular Report on Social Welfare Q4 2021

### 3.2 Andamento a lungo termine dal 2014

#### 3.2.1 Energia di regolazione richiesta

La figura 21 mostra l'andamento complessivo dell'energia di regolazione secondaria e terziaria richiesta tra il 2014 e il 2021.

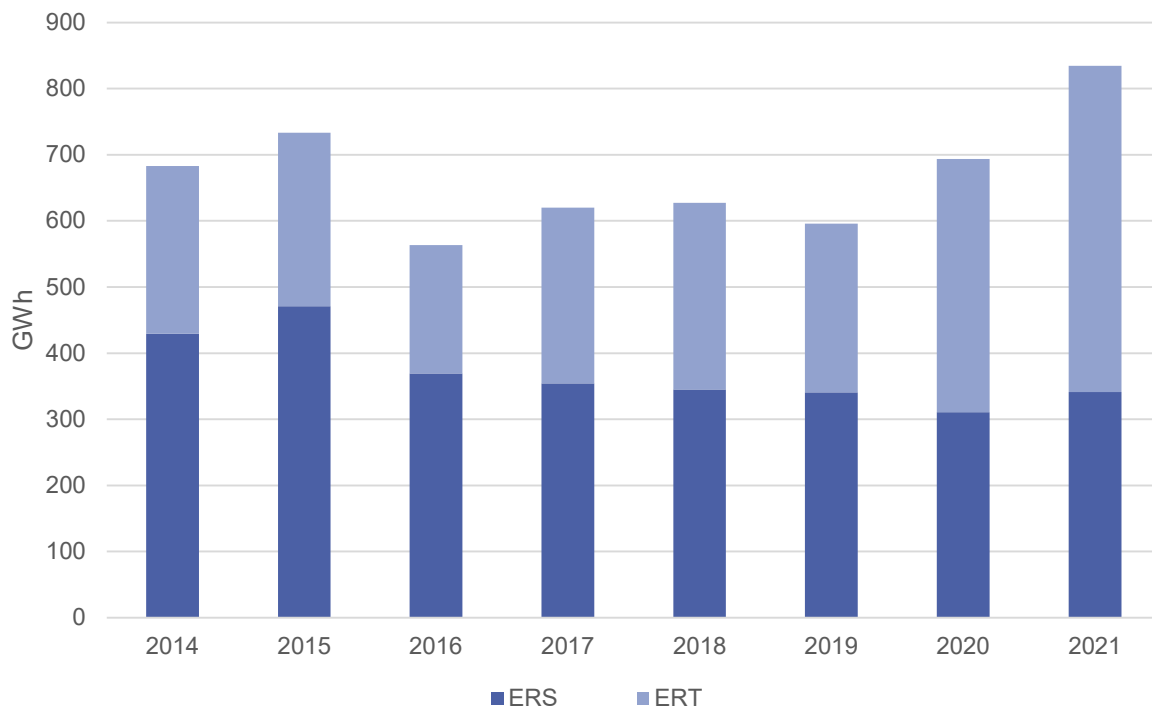


Figura 21: volume di ERS e ERT dal 2014 al 2021.

La rappresentazione nella Figura 22 è simile a quella della precedente figura, con la suddivisione dei singoli prodotti; emerge che il fabbisogno aggiuntivo di ERS+ nel 2021 rientra nei valori storici. Inoltre, per quanto riguarda l'ERT+ sembra essersi affermata una tendenza generale all'aumento della domanda.

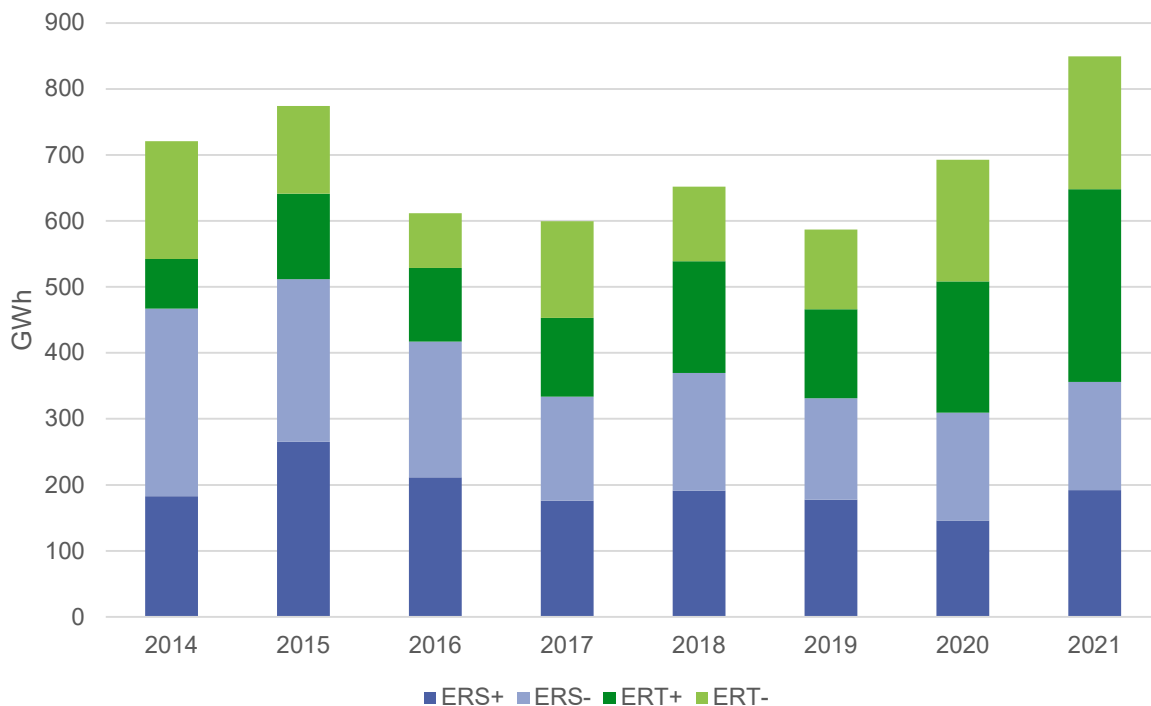


Figura 22: volume di energia di regolazione per prodotto dal 2014 al 2021.

### 3.2.2 Costi dell'energia di regolazione

La figura 23 mostra una panoramica dei costi netti dell'energia di regolazione tra il 2014 e il 2021. Nel 2014 i costi dell'energia di regolazione secondaria e terziaria sono risultati i più bassi in assoluto per il periodo in esame. L'aumento registrato nel 2015 è da ricondurre al forte aumento dei costi per l'energia di regolazione terziaria.

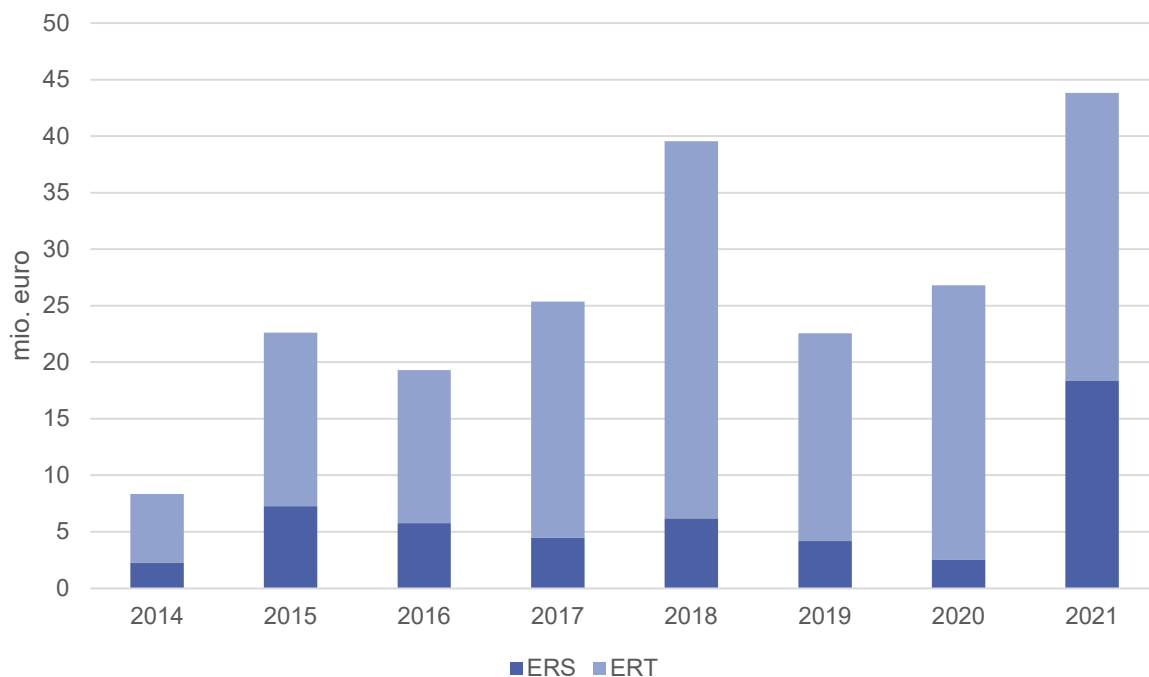


Figura 23: costi netti ERS ed ERT dal 2014 al 2021.

Come si evince dalla figura 21 e dalla Tabella 3, tra il 2020 e il 2021 la quantità totale di energia di regolazione secondaria richiesta è aumentata di 31 GWh (+10%), mentre i costi dell'energia di regolazione secondaria nello stesso periodo sono cresciuti in modo sproporzionato a causa del generale rialzo dei prezzi sul mercato all'ingrosso e del collegamento del prezzo dell'energia dell'ERS con il prezzo di borsa SwissIX. Inoltre gli effetti di mercato si ripercuotono anche sui costi dell'energia di regolazione terziaria, che tuttavia in questo caso va analizzata insieme all'aumento della quantità di energia scambiata, come già illustrato al punto precedente e nella Figura 25.

La Figura 24 presenta una panoramica dettagliata dei costi assoluti, suddivisi in costi positivi e negativi per ogni prodotto.

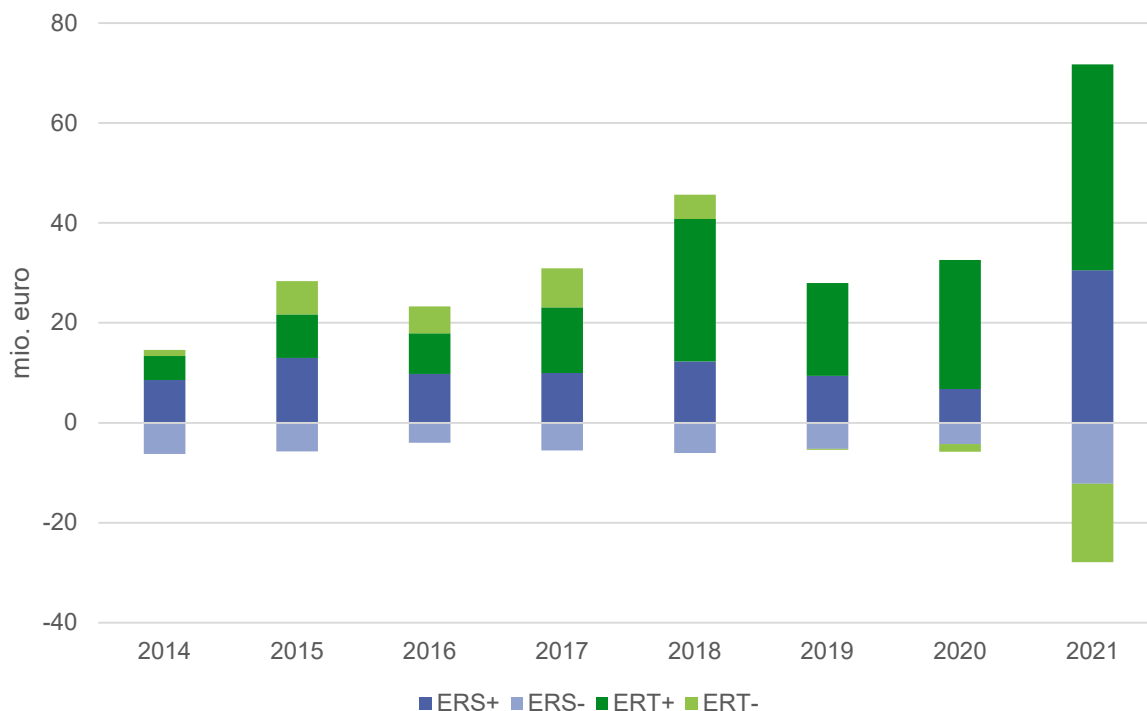


Figura 24: costi di ERS ed ERT per prodotto dal 2014 al 2021.

L'aumento dei costi nel 2015 che si osserva nella Figura 23 può essere spiegato con i maggiori costi per l'energia di regolazione terziaria e con i maggiori costi netti per l'energia di regolazione secondaria (aumento dei costi per l'ERS positiva e ricavi stabili per l'ERS negativa) (cfr. figura 24). Gli elevati costi registrati nel 2018 sono stati causati da forti squilibri, che tuttavia hanno una rilevanza minore rispetto all'aumento predominante dei costi del 2021, sia in direzione positiva che negativa.

Come nel caso dei costi della potenza di regolazione, anche per quelli dell'energia di regolazione un'analisi complessiva dei costi non offre un quadro completo. La Figura 25 mostra quindi il costo medio per MWh richiamato. Nel caso dell'energia di regolazione terziaria positiva, fino al 2018 si osserva un aumento dei costi per MWh. Di conseguenza, è stato necessario ricorrere a offerte di energia di regolazione più costose – le più marginali nella curva di offerta – pertanto i costi sono aumentati in modo sproporzionato rispetto alla quantità aggiuntiva richiamata. Dopo un aumento nel 2018 (168.57 euro/MWh), i costi dell'energia di regolazione terziaria sembrano stabilizzarsi con 141.11 euro/MWh nel 2021. I costi dell'energia di regolazione terziaria negativa erano leggermente negativi nel 2019 (- 1.3 euro/MWh) e nel 2020 (- 8.1 euro/MWh), toccando il livello più basso nel 2021 con -77.9 euro/MWh. Va osservato che i prezzi negativi per le direzioni di fornitura negative sono dovuti alle opportunità su altri mercati e nella tendenza al ribasso dei prezzi negativi si riconosce l'aumento delle opportunità sul mercato all'ingrosso e su altri mercati a breve termine. Per Swissgrid i prezzi negativi equivalgono a entrate anziché a costi.

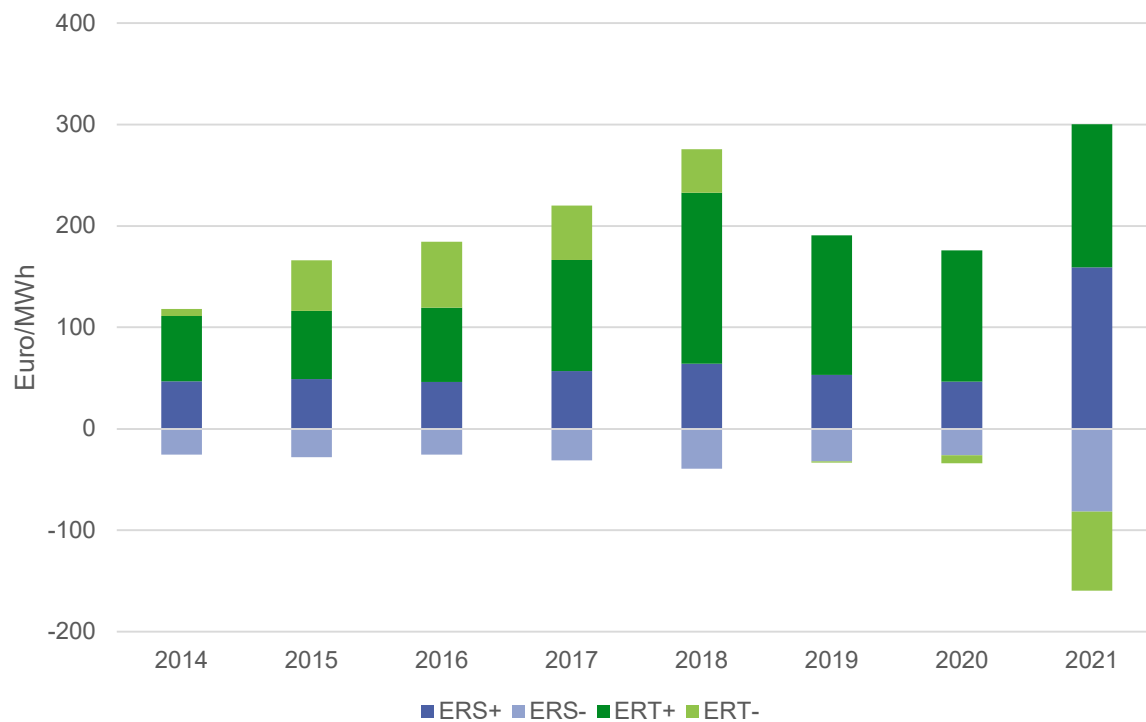


Figura 25: costi al MWh di ERS e ERT per prodotto dal 2014 al 2021.



#### 4 Conclusioni

Il rapporto «Potenza di regolazione ed energia di regolazione» 2021 offre una panoramica dei volumi e dei costi della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione per la zona di regolazione Svizzera. Per quanto riguarda il costo al MW della potenza di regolazione, la più cara è la potenza di regolazione terziaria negativa (prodotto giornaliero) e la meno cara quella terziaria positiva. In valori assoluti, la potenza di regolazione terziaria (prodotto giornaliero e settimanale sommati) ha provocato i costi maggiori. Lo stesso vale per l'energia di regolazione: in termini di costi assoluti l'energia di regolazione terziaria è più costosa dell'energia di regolazione secondaria. Ciò vale anche per un'analisi depurata dagli effetti dei volumi.

La Figura 26 presenta i costi complessivi dell'energia di regolazione e della potenza di regolazione, suddivisi nelle diverse categorie di prodotto. Nel 2021 i costi complessivi sono ammontati a 228.0 milioni di franchi, di cui 180.6 per la potenza di regolazione e 47.4 per l'energia di regolazione. A questo proposito va osservato che i costi dell'energia di regolazione sono addebitati ai gruppi di bilancio attraverso il meccanismo dei prezzi dell'energia di compensazione. Un eventuale utile che ne deriva riduce i costi per le prestazioni di servizio relative al sistema (art. 15. cpv. 3 LAEI), che sono addebitati ai consumatori finali attraverso la tariffa delle prestazioni di servizio relative al sistema.

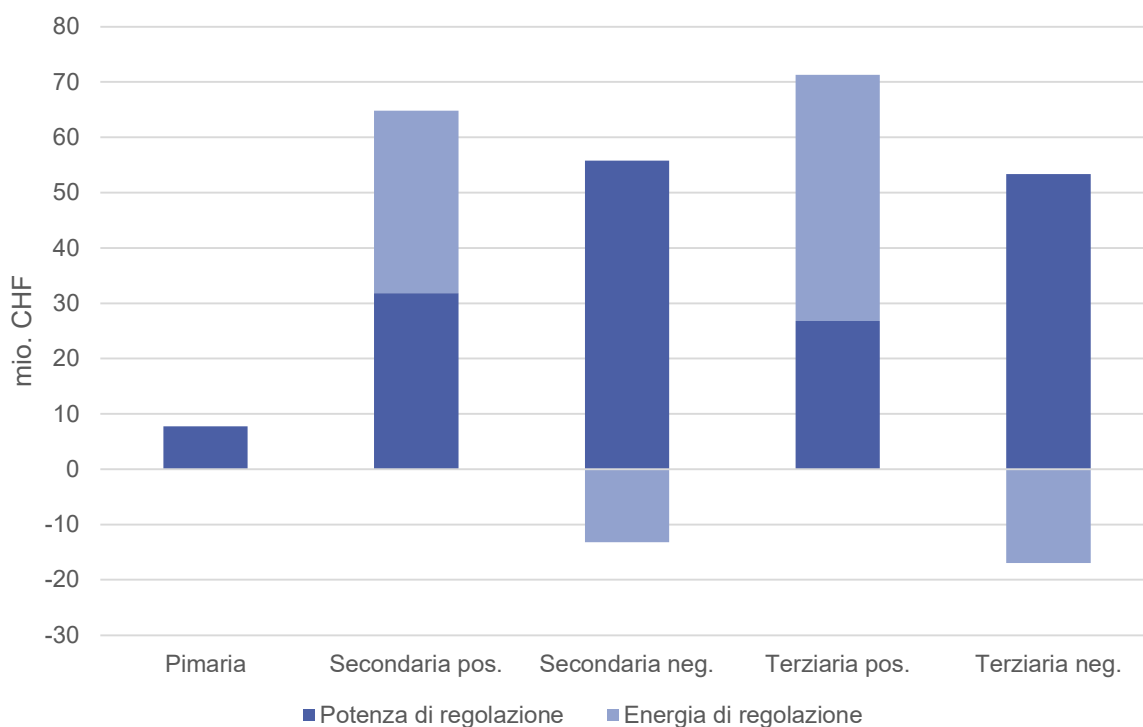


Figura 26: costi complessivi dell'energia di regolazione e della potenza di regolazione 2021, fonte: Swissgrid, calcolo EICom

Per rendere più chiari i costi dell'energia di regolazione, i singoli prodotti possono essere confrontati, per esempio, con il prezzo medio dell'energia. Il prezzo dell'energia è una scelta opportuna: infatti per l'impiego di energia di regolazione si applica il principio del prelievo applicato e quindi non viene riscosso alcun corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Nel 2021 il prezzo dell'energia (mediano CH, profilo di consumo H4) era di circa 7.9 centesimi per chilowattora e quindi allo stesso livello dell'anno precedente (rapporto d'attività della EICom 2021), mentre il prezzo medio orario svizzero day-ahead nel 2021 è stato di 12.4 centesimi per chilowattora (EPEX Spot). A titolo di confronto la Tabella 4 presenta i costi dell'energia di regolazione nel 2020 e nel 2021 e la variazione assoluta in centesimi per chilowattora.

		<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>Variazione</b>
<b>ERS +</b>				
Costi dell'energia di regolazione	ct./kWh	17.22	4.97	+12.25
<b>ERS -</b>				
Costi dell'energia di regolazione	ct./kWh	-8.84	-2.80	-6.04
<b>ERT +</b>				
Costi dell'energia di regolazione	ct./kWh	15.26	13.87	+1.39
<b>ERT -</b>				
Costi dell'energia di regolazione	ct./kWh	-8.42	-0.87	-7.56

Tabella 4: costi specifici dell'energia di regolazione in ct./kWh per prodotto nel 2020 e 2021

## 1 Allegato

### 1.1 Abbreviazioni

<b>EC</b>	Energia di compensazione
<b>MPEC</b>	Meccanismo dei prezzi dell'energia di compensazione
<b>ECom</b>	Commissione federale dell'energia elettrica
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica)
<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>	Energia di regolazione primaria
<b>PRP</b>	Potenza di regolazione primaria
<b>RD</b>	Ridispacciamento
<b>PSS</b>	Prestazioni di servizio relative al sistema
<b>FPSS</b>	Fornitori delle prestazioni di servizio relative al sistema
<b>ERS</b>	Energia di regolazione secondaria
<b>PRS</b>	Potenza di regolazione secondaria
<b>LAEI</b>	Legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (RS 734.7)
<b>OAEI</b>	Ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (RS 734.71)
<b>TERRE</b>	Trans European Replacement Reserves Exchange
<b>ERT</b>	Energia di regolazione terziaria
<b>PRT</b>	Potenza di regolazione terziaria
<b>TSO / GRT</b>	Transmission System Operator / gestori della rete di trasporto