FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

I sistemi di accumulo: situazione attuale e prospettive nell'ambito industriale

Solar Exhibition & Conference

7 aprile 2022

Fabio Zanellini – Consigliere ANIE Rinnovabili

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

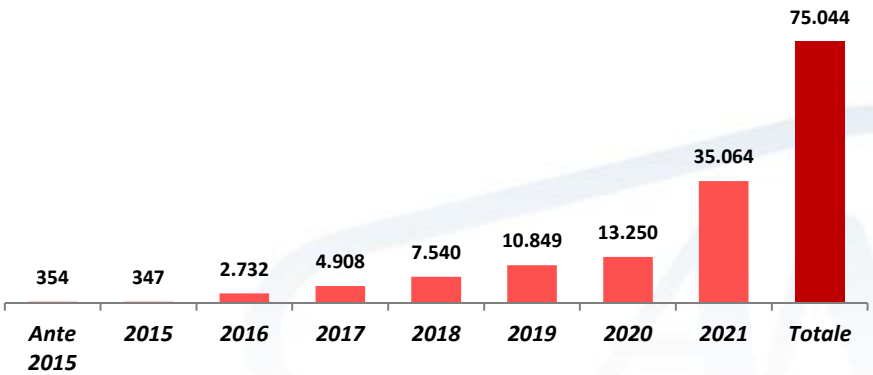
Stato dell'arte

Osservatorio Sistemi di Accumulo

Elaborazione Anie Rinnovabili
dati Gaudì - fonte Terna

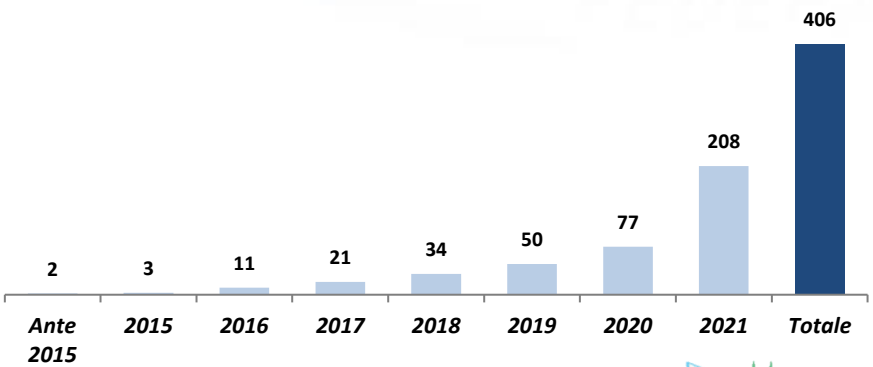
Variazioni tendenziali (2015-2021)

N. SdA connessi nell'anno di riferimento

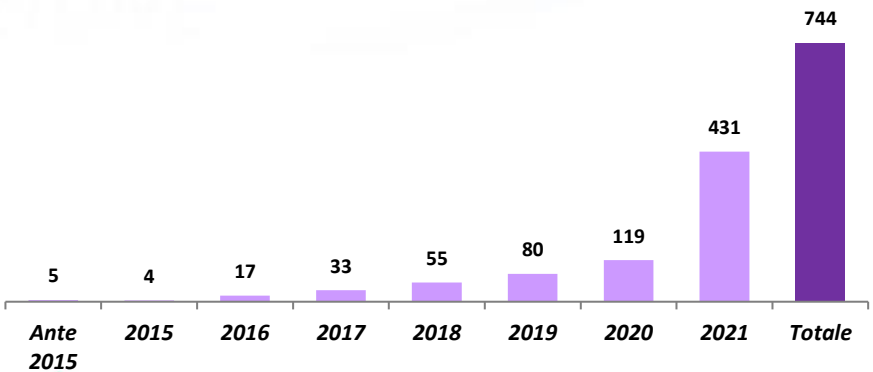


Periodo di riferimento	Variazioni tendenziali [%]		
	N. SdA	*Potenza SdA*	*Capacità SdA*
2016/2015	687%	266%	361%
2017/2016	80%	86%	93%
2018/2017	54%	62%	67%
2019/2018	44%	48%	44%
2020/2019	22%	55%	50%
2021/2020	165%	169%	262%

Potenza SdA connessi nell'anno di riferimento [MW]



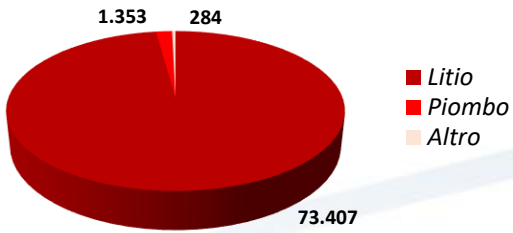
Capacità SdA connessi nell'anno di riferimento [MWh]



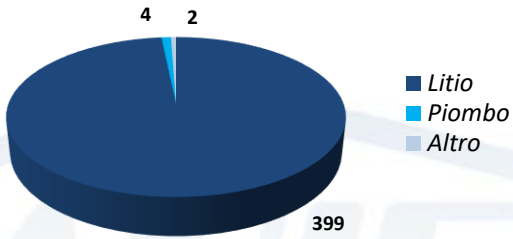
Fonte: Elaborazione ANIE Rinnovabili su dati Terna

Tecnologia SdA

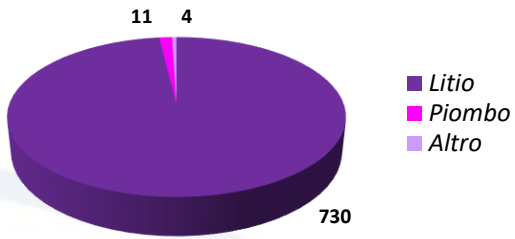
N. SdA per tecnologia



Potenza SdA per tecnologia [MW]

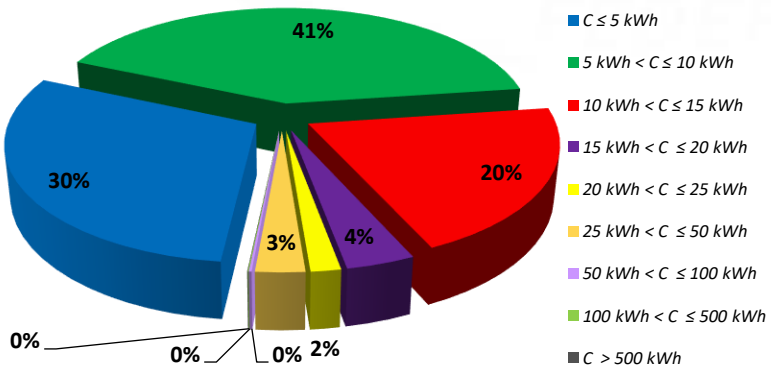


Capacità SdA per tecnologia [MWh]

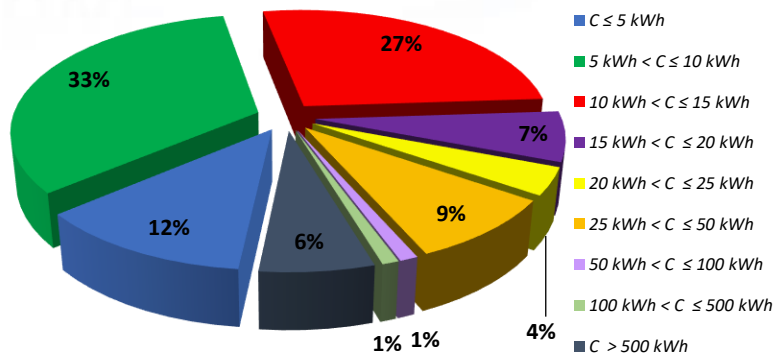


Range di capacità SdA

Distribuzione % N. SdA per range di capacità

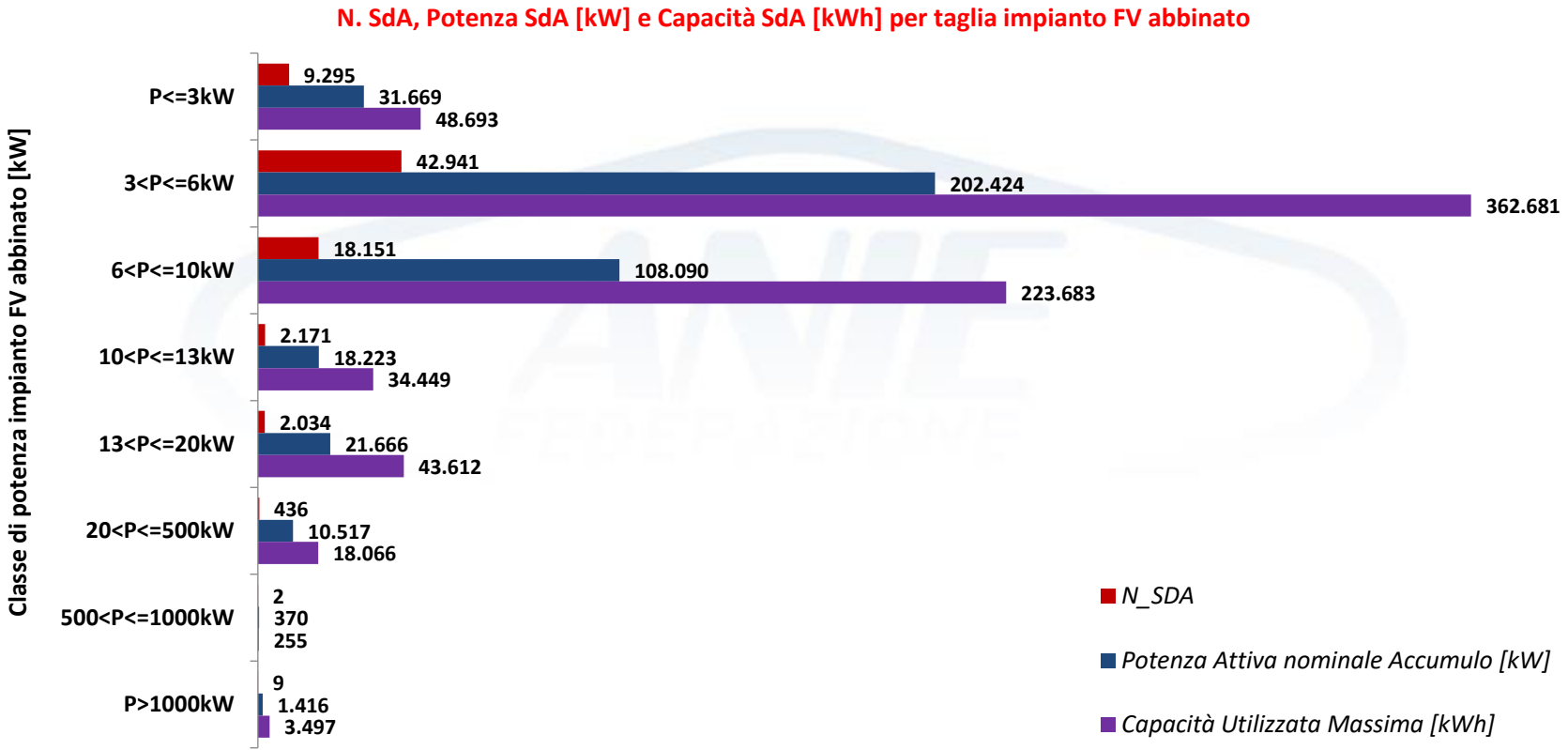


Distribuzione % Capacità SdA per range di capacità



Fonte: Elaborazione ANIE Rinnovabili su dati Terna

Classe di potenza SdA abbinato a FV



Fonte: Elaborazione ANIE Rinnovabili su dati Terna

Trend Potenza reale vs PNIEC [MW]

Storage	2021 REALE	2030 PNIEC
Elettrochimico Distribuito	404	4.000
Elettrochimico Centralizzato	2	3.000
Elettrochimico Terna	60	60
Pompaggio Centralizzato	7.329*	10.394
Totale	**7.795**	**17.454**

Trend Produzione reale vs PNIEC [MWh]

Storage	2021 REALE	2030 PNIEC
Elettrochimico Distribuito	742	15.000
Elettrochimico Centralizzato	3	24.000
Elettrochimico Terna	250	250
Pompaggio Centralizzato	3.369*	n.d.
Totale	**4.363**	**39.250**

Abbinamento SdA

Abbinamento SdA	**N. SdA**	**Potenza nominale SdA [MW]**	**Capacità massima utilizzata SdA [MWh]**
Accumulo	1	2	3
Celle a combustibile	1	0	0
Eolico	2	2	2
Solare	75.039	394	735
Termoelettrico	1	7	5
Totale	**75.044**	**406**	**744**

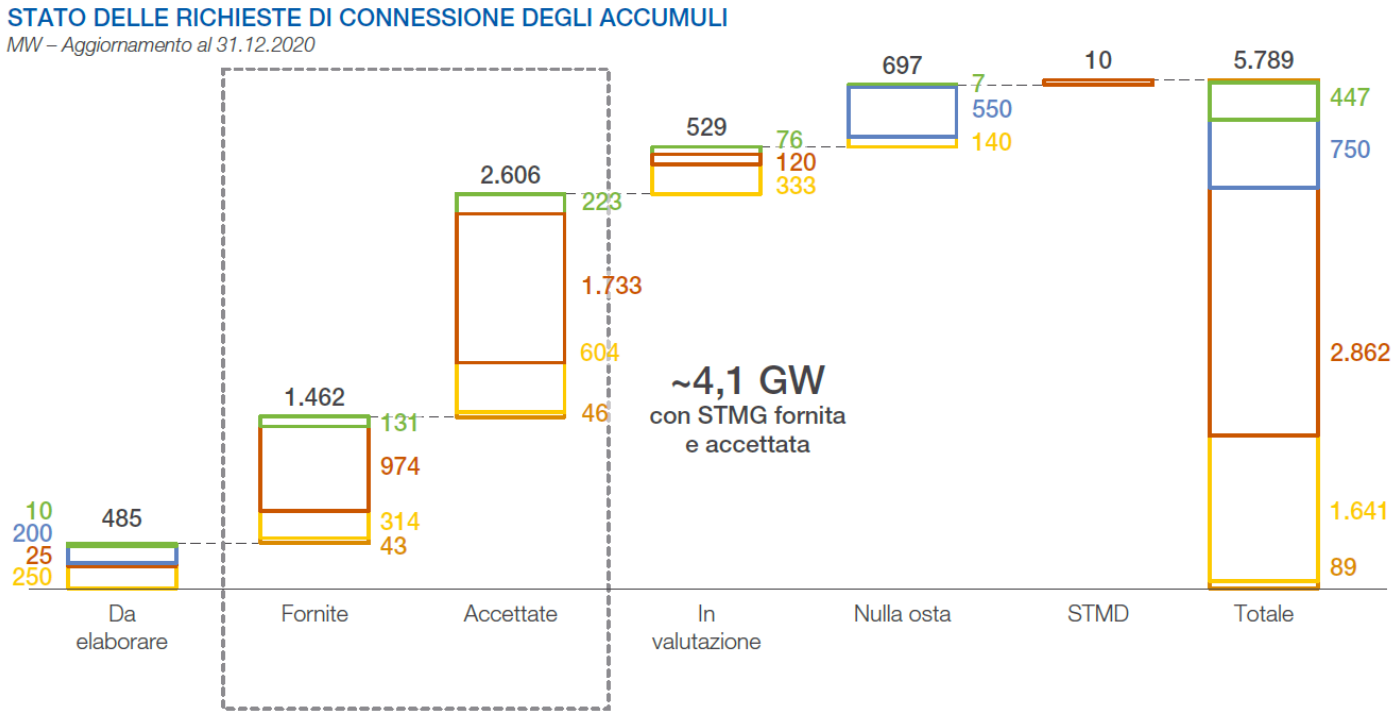
**Dato non aggiornato*

Fonte: Elaborazione ANIE Rinnovabili su dati Terna e PNIEC

«Tassonomia» dello storage

- Applicazioni utility oriented
  - ✓ TSO (energy/power intensive)
  - ✓ DSO (in CP, lungo feeder MT, in cs)
- Applicazioni user oriented (grid connected)
  - ✓ SdA accoppiato a impianto di produzione (tradizionale/FER)
  - ✓ SdA accoppiato a impianto di utenza
  - ✓ SdA accoppiato a "prosumer"
  - ✓ Installazioni stand alone ("operatore terzo")
- Altre applicazioni (es microgrid, offgrid)

Le richieste di connessione di Terna



Meccanismi di supporto:

Autoconsumo ed energia condivisa

- i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (**SSPC**, delibera 578/2013 e s.m.i.)
- le nuove forme di **condivisione** dell'energia (**autoconsumatore collettivo** e **comunità di energie rinnovabili**, delibera 318/2020)

Meccanismi di supporto:

energia condivisa → definizione e importanza

Energia elettrica condivisa

«in una comunità di energia rinnovabile o in un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, **è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia** elettrica prodotta e **immessa in rete** dagli impianti a fonti rinnovabili **e l'energia** elettrica **prelevata** dall'insieme dei clienti finali associati situati **nella stessa zona di mercato**» D.Lgs. 199/2021, Art 2, comma 1, lettera q)

Perché è importante?

[Per gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono singolarmente con impianti di produzione ubicati in siti diversi o che agiscono in AUC e per gli impianti nella disponibilità delle CER] «**l'incentivo è erogato** solo **in riferimento alla** quota di **energia condivisa** da impianti e utenze di consumo connesse **sotto la stessa cabina primaria**»* [D.Lgs. 199/2021, Art 8, comma 1, lettera b)]

La quota di **energia condivisa sotto la stessa cabina** primaria sarà soggetta all'**esenzione di alcune componenti tariffarie** disciplinate in via regolata. [D.Lgs. 199/2021, Art 32, comma 3, lettera a) e D.Lgs. 210/2022, Art. 14, comma 8 e 9]

*NOTA: nel recepimento della Direttiva europea IEM viene riportata una definizione di energia condivisa coerente con quanto espresso nel D.Lgs. 199/2021

Meccanismi di supporto:

energia condivisa → autoconsumo esteso

Autoconsumatore singolo

Autoconsumo altrove

Singolo autoconsumatore che condivide l'energia prodotta da impianti di produzione da fonti rinnovabili nella propria disponibilità, consumandola con punti di prelievo di propria titolarità

Gruppi di autoconsumatori e Clienti attivi

CER e CEC

Impianti di produzione rinnovabili

Autoconsumo Collettivo (AUC):

Gruppo di due o più autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso edificio o condominio e che condividono l'energia prodotta da impianti nella disponibilità di uno o più autoconsumatori appartenenti al gruppo stesso

Comunità Energetiche Rinnovabili

Soggetto giuridico aperto a tutti in cui l'energia prodotta da impianti nella disponibilità della comunità è condivisa tra i membri o soci della stessa

Impianti di produzione anche non rinnovabili

Clienti attivi che agiscono Collettivamente (CAC):

Gruppo di clienti attivi (CA) che si trovano nello stesso edificio o condominio e che possono utilizzare la rete esistente per condividere l'energia prodotta da impianti nella disponibilità di uno o più CA appartenenti al gruppo stesso

Comunità Energetiche dei Cittadini

Soggetto giuridico aperto a tutti in cui l'energia prodotta da impianti nella disponibilità della comunità è condivisa tra i membri o soci della stessa

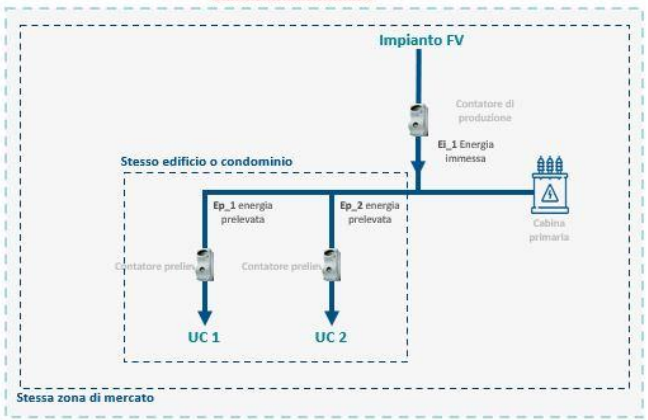
Meccanismi di supporto:

energia condivisa → perimetro fisico

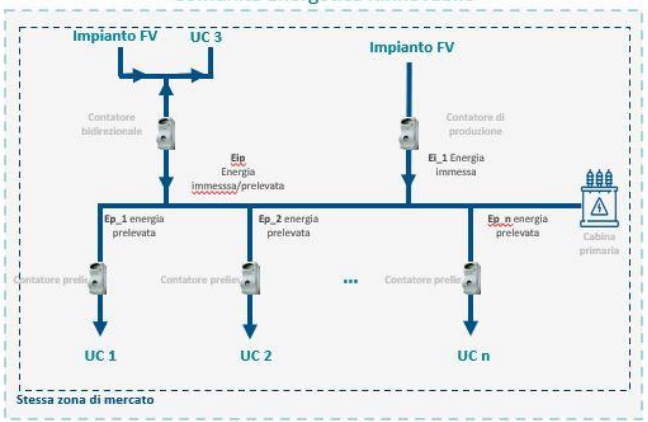
Per tutti i modelli di condivisione dell'energia, il perimetro di condivisione è la stessa zona di mercato, ma l'ottenere dell'incentivo e/o della restituzione tariffaria è calcolato solo sull'energia condivisa all'interno della stessa cabina primaria

Esempi di modello di condivisione incentivato

Autoconsumatori in AUC



Comunità Energetica Rinnovabile



Legenda
UC: Unità di consumo

Meccanismi di supporto:

Dlgs 199/2021 di attuazione Direttiva 2018/2001 RED II

- Art 5. Nella definizione dei meccanismi di incentivazione di cui al presente articolo si applicano, inoltre, i seguenti criteri specifici:
  - ✓ a) è promosso l'abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo, in modo da consentire una maggiore programmabilità delle fonti, anche in coordinamento con i meccanismi di sviluppo della capacità di stoccaggio centralizzata
- Art. 7, comma a), n.3 l'incentivo favorisce l'autoconsumo e l'abbinamento degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili con i sistemi di accumulo, in modo da consentire una maggior programmabilità delle fonti
- Art. 33 9. a) la tariffa incentivante è erogata dal GSE Spa ed è volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo

Meccanismi di supporto:

Dlgs 210/2021 di attuazione Direttiva 2019/944 RED II

Art. 18 prevede:

- Entro il 26 giugno 2022 si definirà la pianificazione di sviluppo dei sistemi di accumulo in combinazione con lo sviluppo delle FER cui seguirà l'approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio di nuova realizzazione, secondo aste periodiche e contingenti di capacità
- in esito alle aste, è riconosciuta ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata una remunerazione annua per tutto l'orizzonte temporale di lungo termine previsto dalle aste stesse, a fronte dell'obbligo di rendere disponibile tale capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi connessi
- L'attuazione della misura è subordinata all'approvazione da parte della Commissione europea
- ARERA definirà i criteri di aggiudicazione della capacità di stoccaggio, tenendo conto dei Capex, degli Opex, delle diverse tecnologie e di una equa remunerazione del capitale investito

Meccanismi di mercato:

Capacity market

- Esiti CM anno di delivery 2023:
  - ✓ è risultata assegnataria CDP per nuovi accumuli per circa 96 GW con premio di valorizzazione pari a 70.000 [€/MW/anno] per 15 anni
- Esiti CM anno di delibvery 2024:
  - ✓ è risultata assegnataria CDP per nuovi accumuli per circa 1,1 GW, di cui 0,3 GW autorizzati e 0,8 GW non autorizzati rispettivamente con premio di valorizzazione ponderato pari a 70.000 ed a 48.400 [€/MW/anno] per 15 anni

Meccanismi di mercato:

Progetti pilota TSO → servizi globali

- I progetti pilota ex **delibera 300/2017**:
  - ✓ UVAM: oltre ad attività in energia su MB, possibilità di remunerazione a termine con aste mensili (contingente di 1 GW tra asta annuale ed aste mensili su tre prodotti con remunerazione fino a 30 k€/MW/anno)
  - ✓ UPR (delibera 383/2018, UP rilevanti non già abilitate e non UVA, dal 1/09/2018, 1 solo impianto idroelettrico a bacino abilitato dal 1/04/2019 con erogati circa 1 GWh a salire e 406 MWh a scendere nel periodo 1/4/2020 – 30/06/2021)
  - ✓ Regolazione secondaria di frequenza (o regolazione frequenza/potenza): progetto pilota consultato con esplicita ammissione fonti a capacità limitata
  - ✓ Servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza (fast reserve unit o FRU): assegnati il 10/12/2020 249,9 MW con prezzo medio ponderato di 23.418 [€/MW/anno] (centro nord), 27.279 [€/MW/anno] (centro sud) e 61.016 [€/MW/anno] (Sardegna) rispetto a 1,3 GW qualificati (117 unità, 53 operatori), e impegno 1.000 ore/anno per 5 anni (2023 – 2027)

Meccanismi di mercato:

Progetti pilota DSO → servizi locali

- I progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari **locali** (**delibera 352/2021**):

Tabella 7 – Servizi di rete

		Generatori rotanti				Generatori statici
		Sincroni Convenzionali	Asincroni Convenzionali	Eolici Full Converter	Eolici Doubly Fed Induction Generator (DFIG)	
1	Insensibilità alle variazioni di tensione (par. 8.8.6.1)	SI	SI	SI	SI	SI
2	Partecipazione al controllo della tensione (par. 8.8.6.2)	SI	SI (per P ≥ 6MW)	SI	SI	SI
3	Regolazione della potenza attiva (par. 8.8.6.3(*))	SI	SI	SI	SI	SI
4	Sostegno alla tensione durante un cortocircuito (par. 8.8.6.4)(**)	NO	NO	SI	SI	SI
5	Partecipazione ai piani di difesa (par. 8.8.6.5)	SI (per P≥ 100kW)	SI (per P≥ 100kW)	SI	SI	SI

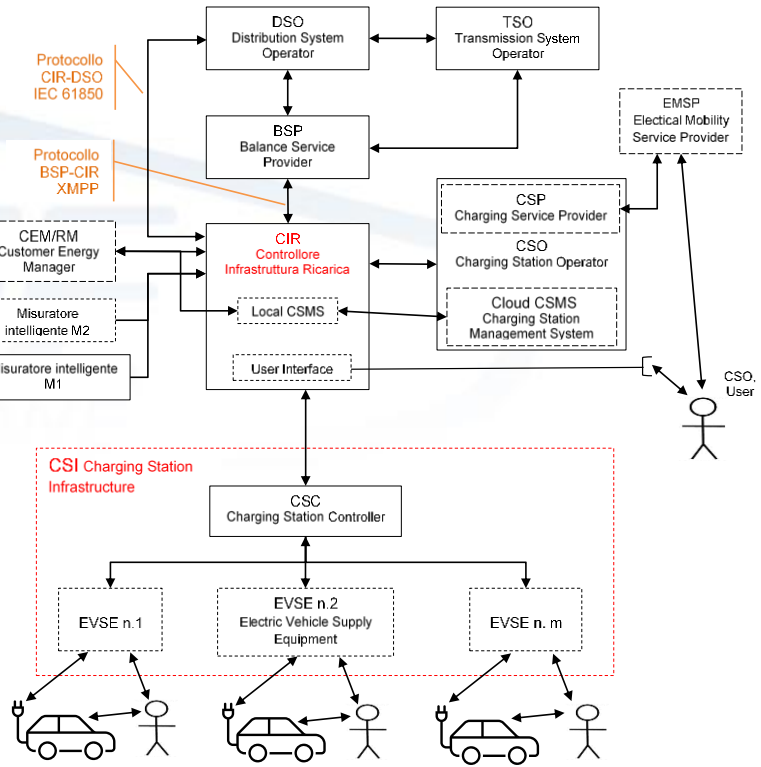
(*) Con riferimento alle sole prescrizioni ad oggi obbligatorie (limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di Un e limitazione della potenza attiva per transitori di sovrafrequenza originatisi sulla rete).

(**) Prescrizione allo studio.

Mobilità elettrica

- Nell'Allegato X alla norma CEI 021 sono definite le modalità di comunicazione tra il CIR e BSP, DSO e il/i misuratore/i intelligente/i di seconda generazione 2G, mentre nulla si definisce circa l'interfaccia tra CIR e Controllore dell'Impianto di Ricarica "Charging Station Controller" (CSC)

- Il CIR consente di:
  - ✓ ottimizzare la potenza destinata alla ricarica dei veicoli elettrici, in funzione dell'assorbimento degli altri carichi utilizzatori presenti nell'utenza, nonché di eventuale produzione in loco;
  - ✓ rendere disponibili risorse di modulazione affinché un soggetto aggregatore (BSP) possa offrire, in forma aggregata, flessibilità su MSD;
  - ✓ rendere disponibili risorse di modulazione per il DSO;
  - ✓ contribuire alla sicurezza del sistema elettrico fornendo i servizi di rete in condizioni di sotto-frequenza



Grazie per l’attenzione

fabio.zanellini@falckrenewables.com

Backup normativo

Sintesi normativa regolatoria

- ✓ Norme tecniche CEI 016 e 021 di connessione alle reti di distribuzione MT e bt
- ✓ Delibera 574/2014, «Disposizioni relative all'integrazione dei sda di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale»
- ✓ Delibera 109/2021 «Erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete»
- ✓ DTF GSE
- ✓ Allegato specifico al CdR Terna?

3.95
Sistema di accumulo

Insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete di distribuzione o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete stessa (immissione e/o prelievo), anche se determinata da disconnessioni/riconnessioni volontarie di parte o tutto l'impianto. Sulla base di quanto sopra detto, qualsiasi sistema di accumulo, anche se connesso sul lato dc di un impianto di produzione, è da ritenersi sempre un generatore.
Non rientrano tra i sistemi di accumulo, i soli sistemi che svolgono esclusivamente la funzione di:

1) assicurare la continuità dell'alimentazione,
2) migliorare la qualità della tensione (buchi di tensione, flicker, armoniche, dissimmetria, variazioni rapide) quali gli UPS(7) e i compensatori statici senza sistema di accumulo.

In caso di sistema di accumulo elettrochimico, i principali componenti sono le batterie, i sistemi di conversione mono o bidirezionale dell'energia, gli organi di protezione, manovra, interruzione e sezionamento in corrente continua e alternata e i sistemi di controllo delle batterie (Battery Management System, BMS) e dei convertitori. Tali componenti possono essere dedicati unicamente al sistema di accumulo o svolgere altre funzioni all'interno dell'impianto di Utente.

(7) L'inserimento di un UPS in serie al carico può provocare anche una modifica del fattore di potenza del carico sotteso

Focus regolatorio: situazione attuale (del. 574/2014)

- Il SdA è considerato **gruppo di generazione**: a seconda della tipologia di impianto e dell'interdipendenza esistente tra i vari gruppi, si possono costituire una **distinta sezione di produzione** o, congiuntamente ad altri gruppi di generazione di tipologia diversa da quella degli accumuli, partecipare alla costituzione di **un'unica sezione** (574/2014);

- Circa l'erogazione dei servizi di **trasmissione e distribuzione** la regolazione vigente prevede che:
  - ✓ **non si applicano le tariffe di trasmissione, di distribuzione, le componenti a copertura degli oneri generali di sistema e i corrispettivi per i prelievi di energia elettrica reattiva** nei casi in cui l'energia elettrica prelevata attraverso un Punto di Connessione (PdC) sia destinata ad alimentare gli AUX, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio (articolo 16 del TIT) e qualsiasi tipologia di SdA, **senza la contemporanea presenza di altre tipologie di prelievi**;
  - ✓ **che l'energia elettrica prelevata attraverso un PdC su cui insistono AUX di generazione e/o SdA e altre unità di consumo (UC) sia assoggettata a tutte le componenti tariffarie previste per le generiche UC** (quindi non si applicano gli esoneri tariffari precedentemente descritti)

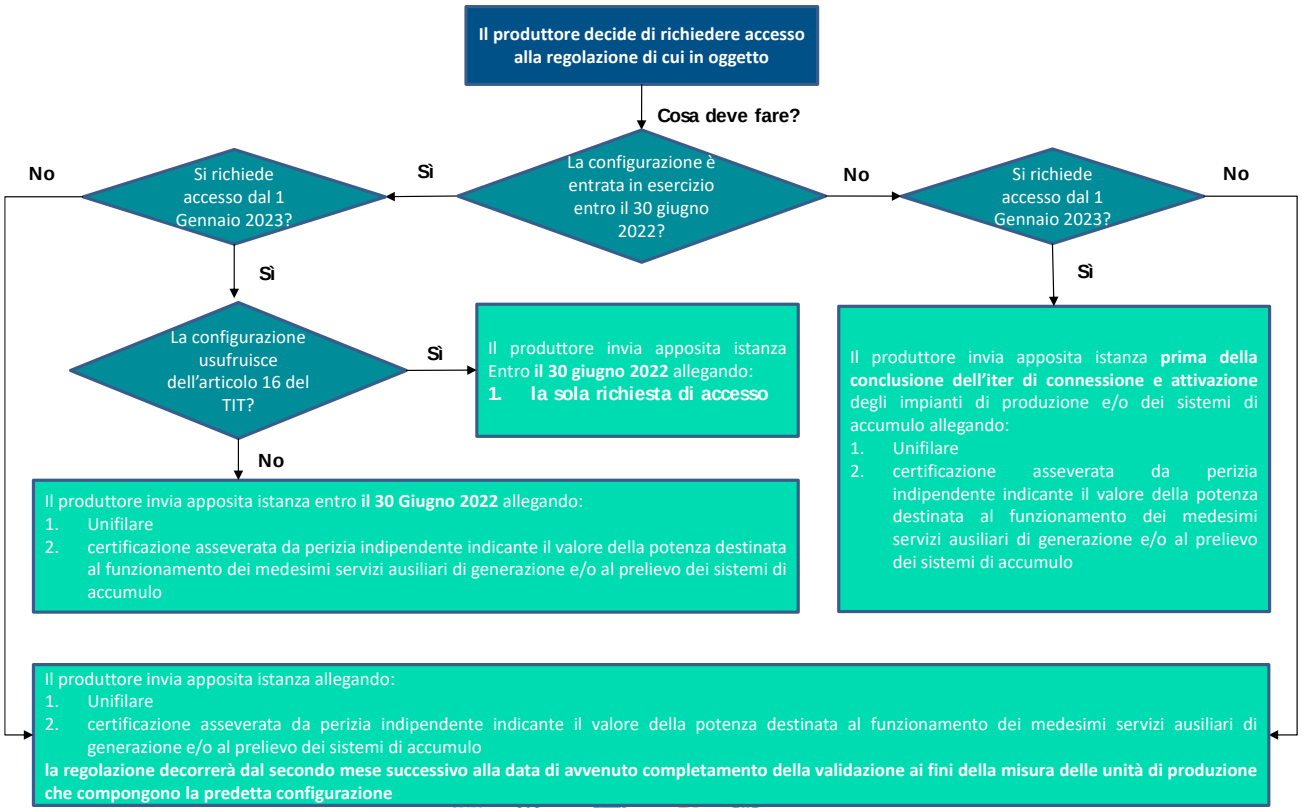
Focus regolatorio: situazione attuale (del. 574/2014)

- Circa l'erogazione **del servizio di dispacciamento**, la regolazione vigente prevede che:
- il funzionamento in assorbimento di un **SdA**, qualora esso **non condivida il PdC** con altre UC (diverse dalle eventuali UC afferenti agli AUX) sia equiparato a quello delle unità idroelettriche di pompaggio e che quindi l'energia elettrica prelevata per l'alimentazione di un SdA e successivamente reimmessa in rete sia trattata come **immissione negativa**;
- il funzionamento in assorbimento di un SdA che **condivide il PdC con altre UC** (diverse dalle eventuali UC afferenti agli AUX) sia:
  - ✓ per **connessioni AAT e AT equiparato a quello dei pompaggi** (l'energia elettrica prelevata per successiva immissione in rete è trattata come **immissione negativa** dell'UP di cui fa parte il SdA, mentre l'energia elettrica prelevata dal PdC e non utilizzata in assorbimento dei SdA, è attribuita alle altre UC presenti);
  - ✓ per connessioni alle reti di **bassa** e **media** tensione, equiparato ad **un qualsiasi altro tipo di prelievo** e conseguentemente attribuito all'UC già presente ovvero a un'UC dedicata;
- La vigente regolazione del **servizio di dispacciamento** è **differenziata tra prelievi esclusivamente per alimentare i SdA** e **prelievi esclusivamente per gli AUX di generazione** (i primi sono trattati come energia elettrica immessa negativa, mentre i secondi a tutti gli effetti come prelievi), mentre la regolazione dei **servizi di trasmissione e distribuzione coincide nei due casi** (non trovano, cioè, applicazione le relative componenti tariffarie).

Focus regolatorio: evoluzione dalla 574 alla 109 (560/2021)

1. **dal 1/1/2023, su istanza del produttore** (o del soggetto richiedente la connessione), i prelievi di energia elettrica dalla rete per l'alimentazione degli AUX e dei SdA per successiva reimmissione in rete **sono trattati come energia elettrica immessa negativa** ai fini dell'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento
2. nel mese n+2 si applica una penale sull'energia elettrica immessa in rete finalizzata a far sì che all'energia elettrica prelevata dalla rete nel mese n per successiva immissione in rete si applichino le condizioni normalmente previste per i clienti finali qualora la potenza prelevata dalla rete e destinata al SdA per la re-immissione in rete e agli AUX superi in un dato mese n il 110% della potenza dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente;
3. la regolazione di cui ai punti 1. e 2. è applicata, **su richiesta del produttore,** alle configurazioni già esistenti e nuove, alle configurazioni connesse alle reti con obbligo di connessione di terzi e alle configurazioni connesse ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), ferme restando le specifiche disposizioni regolatorie previste dal TISDC
4. qualora il produttore chieda di accedere alla regolazione di cui ai punti 1. e 2. **non deve attivare**, in relazione all'energia elettrica di cui al medesimo punto 1, **i contratti di trasporto e di dispacciamento in prelievo**, mentre **deve attivare i contratti di trasporto e di dispacciamento in immissione**;
5. Terna definisce, in coordinamento con i DSO, **in un Allegato al Codice di rete** i principi, i criteri e le modalità di calcolo degli algoritmi per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale alla successiva immissione in rete **da sottoporre all'approvazione dell'Autorità** previa consultazione pubblica
6. gli algoritmi sono definiti dal responsabile della misura in coordinamento con il gestore di rete erogante la connessione, sulla base dell'Allegato citato. A tal fine **Terna considera il mese come intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete**

Focus regolatorio: cosa fare per aderire alla del. 109/2021

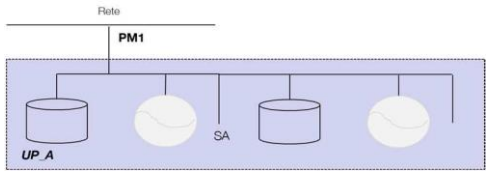


La consultazione dell'Allegato A78 al Codice di Rete

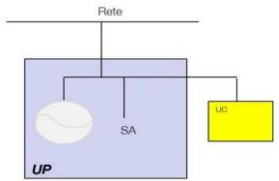
- nuovo Allegato al CdR **A.78 «Algoritmi di misura per il calcolo dell'energia immessa negativa»**, in consultazione dal 23/12/2021 al 24/01/2022: definisce i criteri e gli algoritmi per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata da rete per gli AUX di generazione e per l'alimentazione di SdA per successiva reimmissione in rete
- Tali criteri e modalità di calcolo devono essere applicati dai soggetti responsabili della misura (Terna, DSO e gestori di SDC) per gli impianti per i quali il produttore/titolare del SdA richieda il trattamento come **energia immessa negativa (EIN)** del prelievo degli AUX e/o dei SdA per successiva re-immissione in rete, per l'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento
- Gli algoritmi sono stati definiti sulla base dell'analisi di **4 configurazioni impiantistiche standard**. Il responsabile della misura deve definire, sulla base dei principi/criteri dell'allegato A.78, gli algoritmi da applicare nel caso concreto sulla base della reale configurazione impiantistica
- Per le configurazioni impiantistiche con UP/SdA e UC (SSPC) l'energia prelevata associata alle UC è pari alla differenza tra l'energia prelevata dalla rete e l'EIN
- Per le configurazioni impiantistiche con UC e SdA, per profilare la EIN si calcola un coefficiente di partizione costante mensile (Cp) a partire dal comportamento del SdA
- Nella quantificazione dell'EIN si considera tutto il prelievo da rete per gli AUX di generazione e la quota parte dell'energia prelevata dalla rete dal SdA ai fini della successiva re-immissione in rete (viene quindi esclusa l'energia rilasciata dall'accumulo per scopo di autoconsumo)
- Gli algoritmi sono costruiti ipotizzando la presenza di misure con granularità oraria/quart'oraria. Per le configurazioni impiantistiche semplici (A.1) senza UC, si possono implementare gli algoritmi anche a partire da dati di misura profilati per fasce
- Gli algoritmi presuppongono in generale la disponibilità delle misure al PdC con la rete e delle misure di almeno n-1 elementi interni alla configurazione impiantistica. Gli AUX di generazione e dei SdA possono essere misurati separatamente o insieme al generatore/accumulo

Le configurazioni impiantistiche dell'Allegato A78

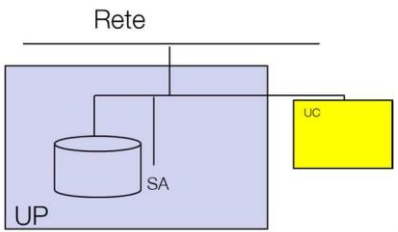
A) unità di produzione e/o accumulo: una o più unità di produzione (e/o uno o più sistemi di accumulo) che non condividono il punto di connessione con unità di consumo (NO UC)



B) unità di consumo + unità di produzione: una o più unità di produzione che condividono il punto di connessione esclusivamente con unità di consumo (NO Accumuli)



C) unità di consumo + accumulo: uno o più sistemi di accumulo che condividono il punto di connessione con unità di consumo (NO Generazione)



D) unità di consumo + accumulo + unità produzione: una o più unità di produzione e uno o più sistemi di accumulo che condividono il punto di connessione con unità di consumo

