



CONFINDUSTRIA

Energy Release 2.0

12 febbraio 2024

**Dott.ssa Barbara Marchetti,
Advisor Energia Confindustria**

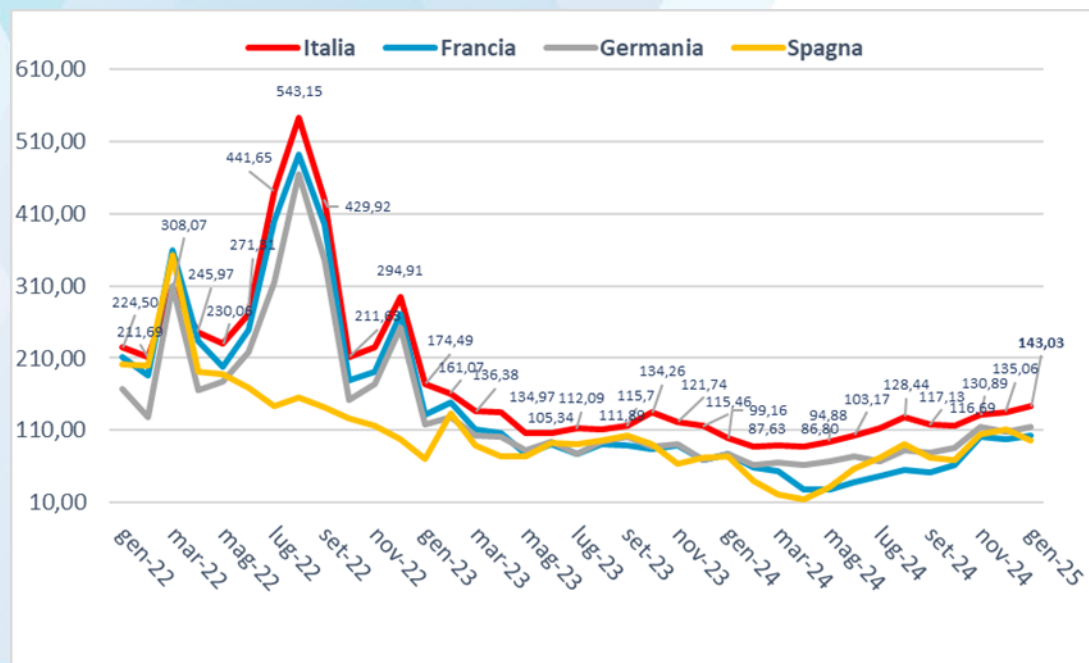
MERCATO ELETTRICO: CONFRONTO PREZZI E MIX ENERGETICI

Nel mese di gennaio 2025 il prezzo italiano (143,03 €/MWh) è stato più alto del 40% rispetto a quello francese (102,27 €/MWh), del 25% rispetto a quello tedesco (114,14 €/MWh) e del 48% rispetto a quello spagnolo (96,69 €/MWh).

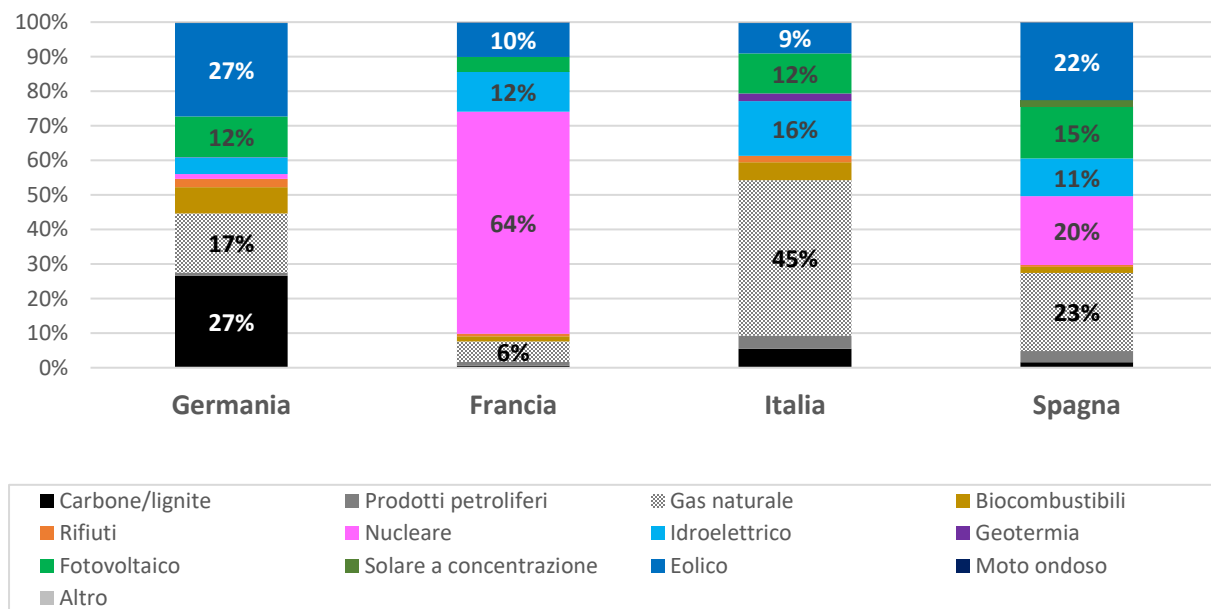
Nel 2024 il divario di prezzo tra Italia e gli altri Paesi europei si è spinto a livelli record: power Italia vs Francia a + 87%; vs Germania a +38% e vs Spagna a +72%.

NECESSITÀ DI STABILIZZARE I COSTI ENERGETICI E DI INCREMENTARE LA COMPETITIVITÀ

Confronto prezzo dell'energia elettrica EU, €/MWh



Confronto mix di generazione energia elettrica EU, %



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, OMIE, Epex
* 2024: media prezzi energia elettrica da gennaio a novembre 2024

Fonte: IEA

SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO: STATO DELL'ARTE DEL COSTO PER L'INDUSTRIA

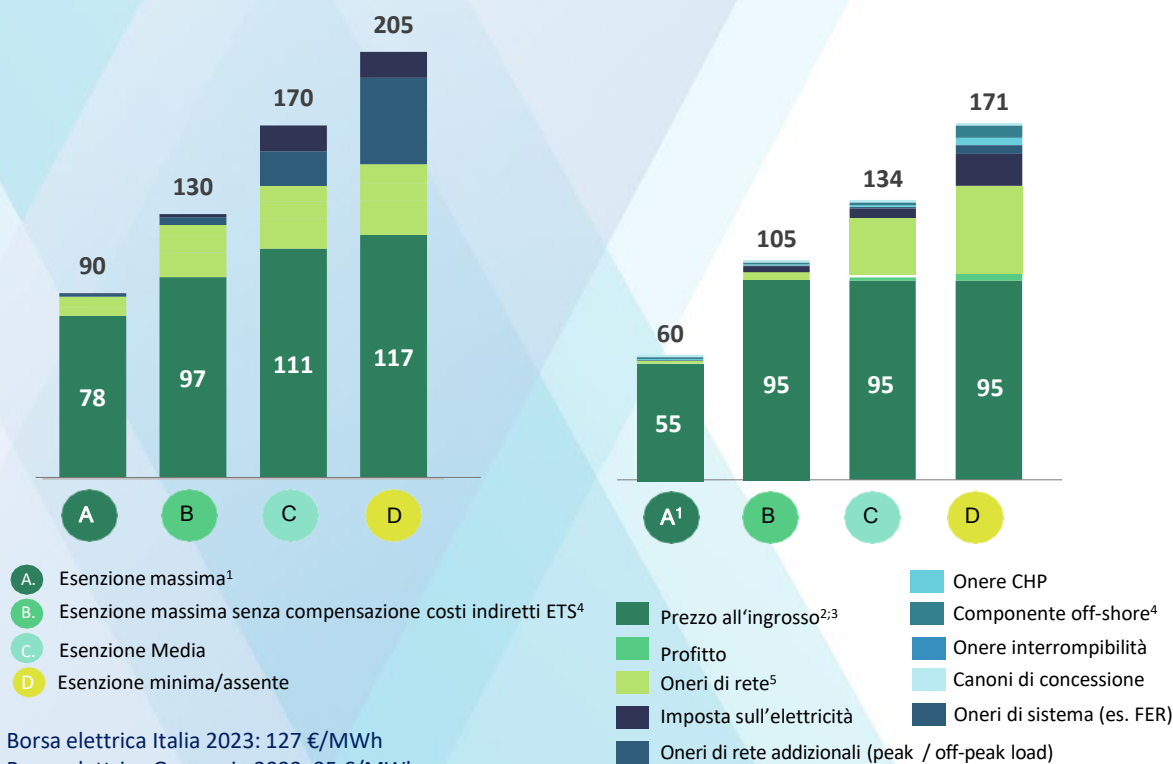
Prezzi finali dell'elettricità per l'industria in Italia e Germania (€/MWh, 2023)



Fonte: Associazioni consumatori industriali Confindustria



Fonte: BDI



MISURE CONSIDERATE NELL'ANALISI

- ☐ **COMPENSAZIONE COSTI INDIRETTI ETS:** Nel 2023 e nel 2024 la compensazione in Italia è stata di 150 Mln€/a. La compensazione in Germania nel 2023 è stata di 1,6 Mld€.
- ☐ **DISCIPLINA ENERGIVORI:** La disciplina energivori che permette di ridurre gli oneri di sistema per un beneficio di c.a. 1,4 Mld€/a (consumi interessati c.a. 65 TWh/a). In Germania gli oneri di sistema sono stati spostati in fiscalità generale.
- ☐ **INTERROMPIBILITÀ ELETTRICA:** Servizio in sicurezza del sistema elettrico (interruzione carichi entro 200 millisecondi) attivo in Italia la cui remunerazione è pari a c.a. 420 Mln€ nel 2024. In Germania la copertura del meccanismo di disconnessione dei carichi attraverso il contributo AbLaV è terminata nel 2023.
- ☐ **INTERCONNECTOR:** Impegno al finanziamento del potenziamento delle infrastrutture di interconnessione con l'estero (2.500 MW corrispondenti a 21,9 TWh/a) a fronte della esenzione dall'accesso a terze parti (Tpa) per alcuni anni ed ad una anticipazione virtuale il cui valore è stato di circa 400 Mln€ nel 2023.
- ☐ **CREDITI DI IMPOSTA:** Nel 2023 in Italia sono stati erogati nei primi due trimestri dei crediti di imposta dal 20% al 45% delle spese sostenute per l'acquisto di energia elettrica legati all'emergenza gas 2022.
- ☐ **ALTRO:** In Germania sono state definite misure che permettono la riduzione degli oneri di rete per alcune classi di consumatori industriali, sono inoltre stati stanziati nel 2024 c.a. 3,25 Mld€ per la riduzione dell'imposta sull'elettricità per le aziende ai minimi europei e c.a. 1,18 Mld€ per ridurre i costi per le 90 imprese con le bollette elettriche più elevate (i.e. supercap).

1. La clusterizzazione dei consumatori della Germania non è esattamente sovrapponibile a quella italiana. 2. Per l'Italia sono considerate in riduzione della commodity i contributi interconnector, interrompibilità, compensazione costi indiretti ETS e crediti di imposta (attivi fino a giugno 2023). 3. Prezzo all'ingrosso del mercato spot in Germania ridotto considerando la compensazione dei costi indiretti ETS trasferiti sui prezzi dell'elettricità. 4. In Germania il contributo per la rete è una componente del prezzo dell'elettricità introdotta per coprire eventuali pagamenti di compensazione agli operatori di parchi eolici offshore, che devono essere corrisposti in caso di ritardi nella connessione alla rete di trasmissione sulla terraferma o a causa di interruzioni prolungate della rete. Dal 1° gennaio 2019, il contributo include anche i costi per la costruzione e l'operazione delle linee di collegamento, che non sono più inclusi nelle tariffe di rete. 5. Per l'Italia include trasporto, dispacciamento e capacity market.

SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO: MISURE DI BREVE E MEDIO-LUNGO TERMINE

MISURE DI BREVE TERMINE

- ❑ **COMPENSAZIONE COSTI INDIRETTI ETS:** Confindustria ha ottenuto l'incremento a 600 Mln€/a del fondo per la compensazione dei Costi indiretti ETS e porterà avanti la necessità di rivedere il contingente in funzione dell'andamento delle quote ETS sul mercato (copertura del 75% dei costi) oltre ad allargare la lista dei settori elegibili.
- ❑ **ENERGY RELEASE:** Confindustria continuerà a lavorare per promuovere una ampia partecipazione delle aziende alla misura che può permettere una stabilizzazione del prezzo dell'energia per i prossimi tre anni.
- ❑ **SERVIZIO DI RIDUZIONE DEI PRELIEVI DI ENERGIA ELETTRICA:** Avvenuta consultazione, Confindustria lavorerà per rafforzare la misura.
- ❑ **PARTECIPAZIONE ATTIVA DEI CONSUMATORI:** Confindustria sta lavorando alla definizione attuativa del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento (TIDE)-per abilitare una sempre maggiore *demand response*.
- ❑ **PROPOSTE DI RECEPIMENTO DIRETTIVA RED III:** per raggiungere i target della direttiva si devono installare circa 70 GW di nuovi impianti rinnovabili al 2030 rispetto al 2022³. Quindi serve semplificare le procedure e ridurre i vincoli (es. DL Agricoltura, DM Aree Idonee, moratorie regionali) valorizzare gli impianti rinnovabili esistenti (interventi di revamping e repowering) e sviluppare l'agrivoltaico.
- ❑ **INTEGRAZIONE FONTI RINNOVABILI:** Confindustria lavorerà ad uno sviluppo efficiente e tecnologicamente neutrale delle misure finalizzate ad integrare le fonti rinnovabili nel sistema (es. Mercato accumuli¹, *Capacity market*², ecc.).

MISURE STRUTTURALI

- ❑ **RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO:** Seguire la direttrice tracciata dall'Electricity Market Design EU per disaccoppiare la valorizzazione dell'energia prodotta da risorse caratterizzate da alti costi di investimento iniziale (es. fotovoltaico) da quella generata da risorse legate ad alti costi operativi (quotazioni delle commodity con alta volatilità), attraverso incremento FER, CfD (es. FER X), PPA e lo sviluppo del MAVER.
- ❑ **INFRASTRUTTURE DI INTERCONNESSIONE:** L'incremento delle infrastrutture di collegamento con Paesi EU (es. Spagna) e Paesi terzi (es. Nord Africa) può favorire l'integrazione dei mercati e ridurre i differenziali di prezzo.
- ❑ **INFRASTRUTTURE INTERNE AL PAESE:** L'adeguamento degli impianti di generazione e delle infrastrutture di rete nel Paese devono seguire e abilitare l'elettrificazione dei consumi industriali che lo richiedono (es. promuovere cogenerazione, riduzione degli oneri negli SDC e nelle RIU, e favorire l'accettabilità sociale delle reti, semplificare lo sviluppo degli accumuli).
- ❑ **CONCESSIONI IDROELETTRICHE:** Le centrali idroelettriche sono infrastrutture pubbliche rilevanti sia per gli obiettivi di decarbonizzazione sia per sostenere un modello di sviluppo industriale sostenibile. Riteniamo utile rilanciare il settore attraverso la riassegnazione delle concessioni ai gestori uscenti e permettere all'industria di avere a disposizione energia rinnovabile per accompagnare la decarbonizzazione dei processi industriali a prezzi competitivi.
- ❑ **DIVERSIFICARE IL MIX DELLE FONTI PER LA PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA:** Confindustria sta sviluppando un progetto di approfondimento sugli impianti nucleari di piccola taglia (SMR/AMR) attraverso un apposito *Steering Committee* e con il supporto scientifico di ENEA.

1. Per quanto riguarda gli accumuli è necessario che le prossime aste MACSE abilitino anche i progetti di pompaggio, fondamentali per garantire la sicurezza e la resilienza del sistema elettrico.
2. Al momento è definito il programma delle aste del *Capacity Market* fino al 2028, ultimo anno di validità dell'attuale Disciplina secondo quanto previsto dalla decisione della Commissione Europea del 2019. Entro la prima metà del 2025 sarà avviata la discussione per la predisposizione di una nuova Disciplina del mercato della capacità dal 2029.
3. Fonte: PNIEC

ENERGY RELEASE 2.0: QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO

DLGS 181/2023 (DL Energia)

Introduce il meccanismo per promuovere e accelerare gli investimenti in autoproduzione FER

Regole Operative GSE (Energy Release)

Pubblicazione delle regole operative e dei contratti standard di anticipazione e restituzione

BANDO GSE ASSEGNAZIONE ENERGIA



DD 30/10/2024 (n.11 del MASE)

Approvazione delle Regole Operative del GSE sul meccanismo dell'Energy Release e dei relativi allegati

DM MASE 23/07/2024 (n. 268 del MASE)

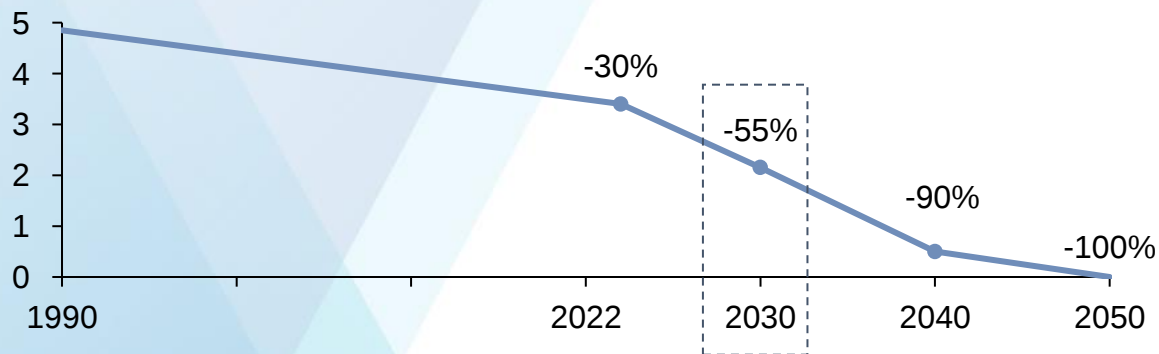
Definisce le disposizioni attuative per lo sviluppo di nuova capacità FER da parte degli energivori

L'obiettivo del meccanismo è quello di offrire l'opportunità per gli elettrivori di disporre di energia a costo industriale e di supportare lo sviluppo di nuova capacità rinnovabile al 2030

ENERGY RELEASE 2.0: CONTESTO DI RIFERIMENTO E CARATTERISTICHE

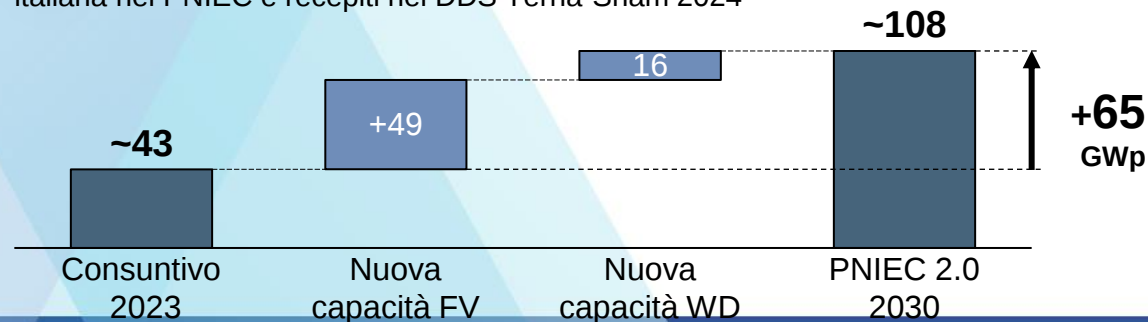
Emissioni CO2 in Europa (Gton)

Gli attuali obiettivi riguardanti le emissioni di gas serra (GHG) sono definiti a livello europeo



Capacità PV e WD (GWp)

Gli obiettivi ambientali vincolanti per il 2030 sono stabiliti dall'autorità italiana nel PNIEC e recepiti nel DDS Terna-Snam 2024



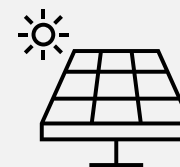
Contributo Energy Release

Il meccanismo abiliterà la realizzazione di nuova capacità FER entro il 2030



~20 TWh

Energia annua da anticipare agli elettrivori



~5,0 GWp

Nuova capacità FER da realizzare in 40 mesi



~60 TWh

Energia da restituire al GSE in 20 anni



~1mese

Scadenza bando GSE

ENERGY RELEASE 2.0: INQUADRAMENTO DELLA MISURA

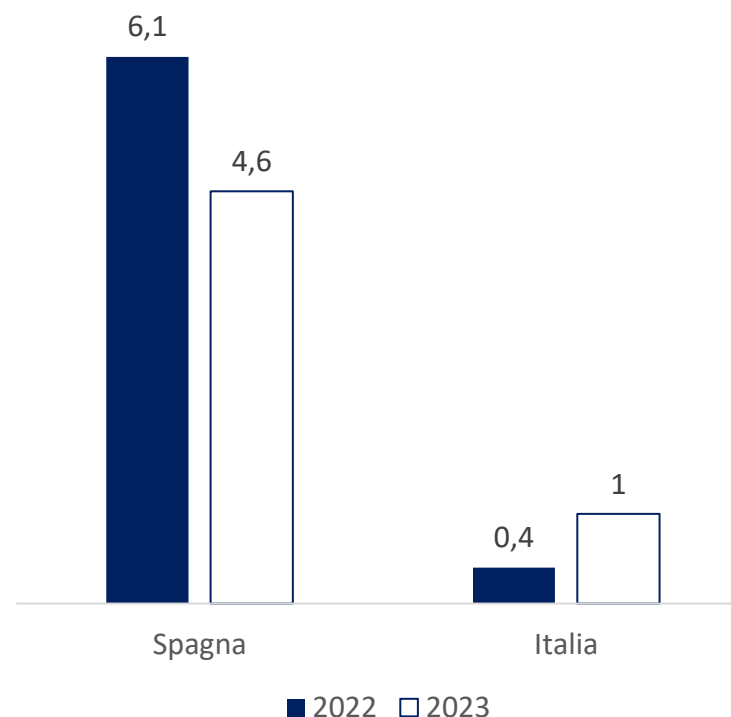
La misura, prevista **all'art.1 della Legge 11 del 2 febbraio 2024**, è finalizzata a **promuovere gli investimenti in autoproduzione di energia rinnovabile nei settori a forte consumo di energia elettrica**, tenuto conto degli obiettivi previsti dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC) viste le **difficoltà nella definizione di contratti di lungo termine (PPA) in Italia rispetto ad altri Paesi**.

L'*energy release* permette di supportare la transizione energetica dei settori industriali energivori esposti alla concorrenza internazionale e quindi a rischio delocalizzazione per una buona parte dei loro consumi dando loro:

- 1) una **priorità nella concessione di superfici pubbliche** per la realizzazione degli impianti;
- 2) la facoltà di **richiedere per 36 mesi una anticipazione del 50% dell'energia che verrà generata a seguito dei loro investimenti**, mediante la stipula di contratti per differenza a due vie con il GSE (**restituzione in 20 anni**) ad un **prezzo efficiente di generazione di energia rinnovabile da fonti mature**.

L'intervento è rilevante perché l'anticipazione può coinvolgere per tre anni **24 TWh**, ossia fino a **1/3 dei consumi dei settori energivori** (pari a c.a. 65 TWh/a).

Power Purchase Agreement
(GW)



ENERGY RELEASE 2.0: OVERVIEW DEL MECCANISMO

Sviluppo temporale del meccanismo

Dalla sottoscrizione fino al 36° mese

Fase 1 – Anticipazione

A seguito della **manifestazione di interesse** da parte dell'**eletttrivoro** e dell'assegnazione dell'**energia**:

- Il **GSE** e l'eletttrivoro, anche in forma aggregata, sottoscrivono un **CFD** a due vie di durata **triennale**
- L'**anticipo** massimo consentito è pari al **consumo annuo medio** dell'eletttrivoro come da iscrizione **CSEA**
- Le **GO** sono incluse nell'anticipazione e consegnate **fisicamente** all'eletttrivoro

Fase 2 – Sviluppo capacità

L'eletttrivoro anche in forma **aggregata** o tramite un soggetto **terzo** dovrà realizzare **entro 40 mesi**¹ dalla sottoscrizione dell'anticipazione:

- Impianti per una **capacità** pari al **doppio** di quella oggetto di **restituzione** al GSE
- Impianti con tecnologia **fotovoltaica, eolica o idroelettrica** di potenza minima pari a **200 kWp**
- **Impianti nuovi** o rifacimenti/potenziamenti² non ancora entrati in esercizio

Dal 40° mese fino al termine della restituzione

Fase 3 – Restituzione

Coerentemente con l'**entrata in esercizio** dell'impianto ed entro i **40 mesi** dalla stipula del contratto di **anticipazione**:

- Il **GSE** e l'eletttrivoro (anche in forma aggregata) o il **produttore terzo** sottoscrivono un **CFD** a due vie di durata ventennale (20 anni)
- L'energia è restituita in borsa ed è pari in **20 anni** a quella oggetto di **anticipazione**
- Il **prezzo di restituzione** è pari a quello di **anticipazione** senza indicizzazione all'**inflazione**
- Le **GO** vengono regolate «**finanziariamente**» riconoscendo al **GSE** il relativo **controvalore economico**³

Sulla **capacità eccedente** a quella oggetto di **restituzione** è possibile **alternativamente**:

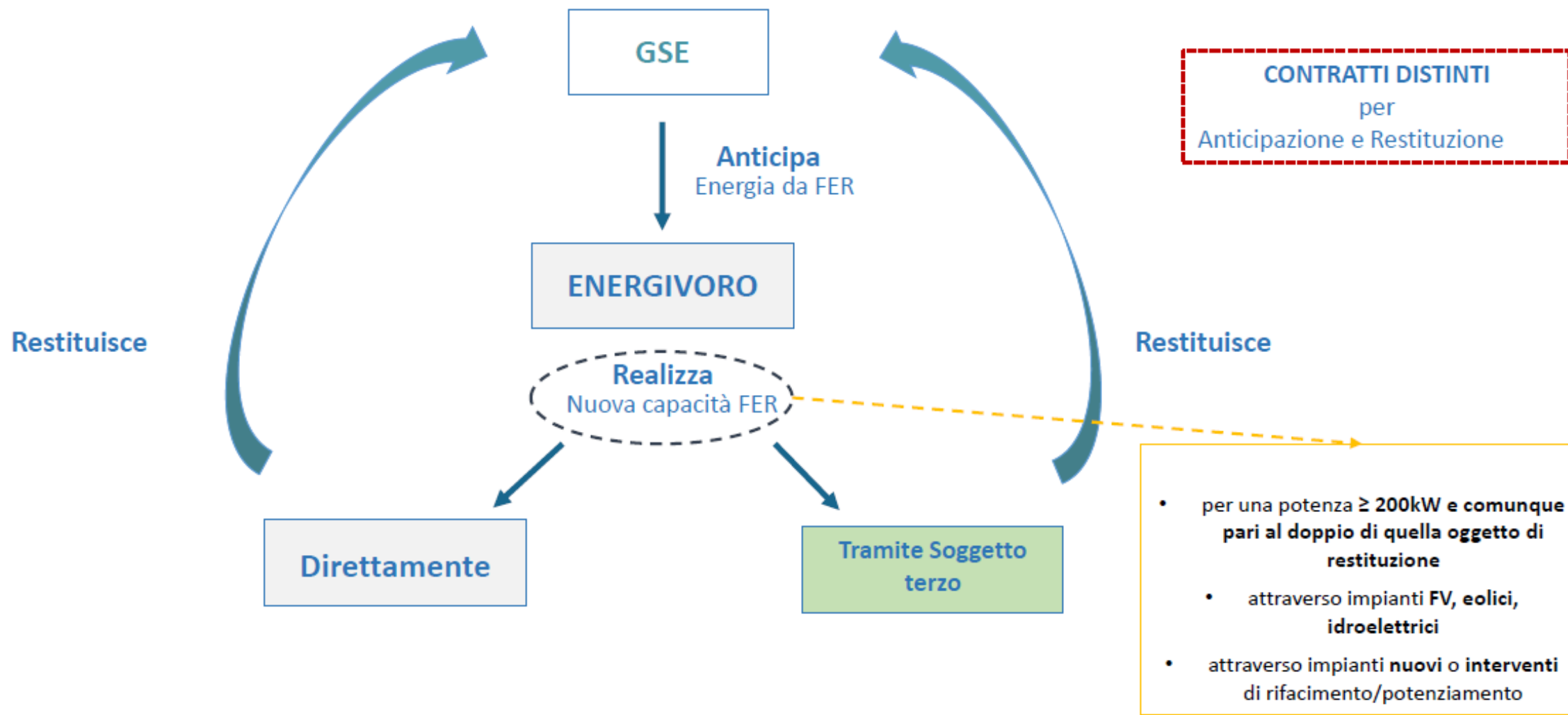
- Partecipare ad altri **meccanismi incentivanti** qualora l'impianto ne rispetti le **condizioni**
- Stipulare **PPA** con **soggetti terzi** (eventualmente anche lo stesso energivoro in caso di presenza del produttore terzo)
- Produrre energia in **assetto merchant**

1. Eventualmente prorogabili per cause di forza maggiore ma comunque non oltre il 2030

2. Con incremento di almeno 200 kWp

3. Valore minimo tra: il prezzo medio ponderato dell'anno precedente nelle M-GO e il valore medio delle GO anticipate

FOCUS ENERGY RELEASE: SVILUPPO DI NUOVA CAPACITA' RINNOVABILE



ENERGY RELEASE 2.0: FASE 1 - ANTICIPAZIONE

La fase di anticipazione consiste nella regolazione di un differenziale di prezzo e nella ricezione di Garanzie d'Origine per una quantità di energia elettrica nella disponibilità¹ del GSE per 36 mesi



- **Ammissione** al bando per clienti finali **elettrivori** iscritti nell'elenco CSEA² o **soggetto aggregatore** tramite presentazione della manifestazione di interesse entro 60 giorni dal bando
- **Volume richiedibile** non superiore ai volumi medi annui rilevanti ai fini dell'iscrizione CSEA



- **Contratto CFD a due vie** di durata **triennale** (2025-2027) che regola mensilmente il differenziale tra il Prezzo di Cessione e il Prezzo medio di vendita del GSE³
- Riconoscimento mensile del quantitativo di **Garanzie d'Origine** riferite al volume anticipato



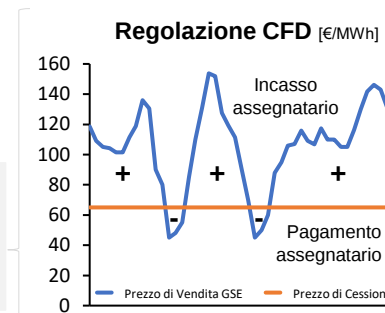
- La **distribuzione zonale** dell'energia disponibile dipende dalla ripartizione di quella venduta in borsa dal GSE
- L'energia assegnata è ripartita sui diversi mesi dell'anno sulla base del **profilo mensile dell'energia** del GSE
- E' facoltà dell'assegnatario **modificare in riduzione** la quantità di energia oggetto di anticipazione



- **Cauzione** pari a **10.000 €**, restituita entro 15 giorni dalla sottoscrizione del contratto di anticipazione.
- **Garanzia autonoma** annua crescente a copertura del 10% dell'importo erogato. Svincolata all'entrata in esercizio dalla nuova capacità
- **Garanzia collettiva** pari a **3 €/MWh**. Restituita all'entrata in esercizio di tutti gli impianti degli assegnatari



- **Non** è prevista la **cessione del contratto** di anticipazione ad altri soggetti
- **Obblighi** dell'assegnatario: sottoscrizione (propria o terzi) del contratto di restituzione entro 40 mesi
- Il **recesso anticipato** comporta la restituzione di tutti gli importi corrisposti all'assegnatario, incluso il valore delle GO (Prezzo medio annuale di scambio comunicato dal GME)



ENERGY RELEASE 2.0: FOCUS PREZZI E QUANTITA'

Ai fini della definizione del prezzo di cessione (65 €/MWh) si è tenuto conto:

- del costo efficiente medio di produzione di energia rinnovabile, ossia gli LCOE sono determinati rispetto alle tecnologie più efficienti, ossia l'eolico e fotovoltaico;
- dei riferimenti di prezzo utilizzati in altri meccanismi di incentivazione (DM FERx in via di definizione – prezzo di esercizio / prezzo di esercizio inferiore)

L'energia stimata nella disponibilità del GSE per il triennio è pari a 24 TWh annui, la stima considera:

- Lo storico dei dati relativo a tariffe onnicomprensive, meccanismi di RID o dello SSP.
- Gli ultimi eventi del 2023 tra cui la normativa NEP, il Superbonus e ulteriori variabili esogene come ad esempio la crisi idrica
- Gli eventi eccezionali nei prossimi anni come il superamento dello SSP e la revisione del meccanismo del RID, l'accesso ai nuovi meccanismi di incentivazione

ENERGY RELEASE: FOCUS PRINCIPALI ELEMENTI CONTRATTUALI

Soggetti del contratto:

La controparte del contratto di anticipazione è il cliente finale singolo o soggetto aggregatore

Il soggetto aggregatore potrà essere identificato in una qualsiasi persona giuridica dotata di P.IVA che assuma **identiche responsabilità e garanzie** previste per il singolo cliente finale

La Controparte del contratto di restituzione è il cliente finale singolo, soggetto aggregatore o soggetto terzo

Collegamento tra i contratti:

il Contratto di anticipazione e il Contratto di Restituzione **devono considerarsi tra essi collegati** anche allorché il secondo sia sottoscritto da un Soggetto Terzo, pertanto:

- l'Operatore assicura che il Soggetto Terzo / i Soggetti Terzi firmino il Contratto di Restituzione ai fini degli adempimenti ivi connessi
- l'Operatore sottoscrive, per la quota parte di Nuova Capacità eccedentaria quella necessaria a garantire la restituzione un PPA con il Soggetto Terzo

ENERGY RELEASE 2.0: FASE 2 – SVILUPPO CAPACITÀ

La fase di realizzazione di almeno il doppio della capacità oggetto di anticipazione ha una durata massima di 40 mesi dalla stipula del contratto di anticipazione



- Obbligo di **realizzare o far realizzare a terzi** (possibili soggetti obbligati la restituzione) una **nuova capacità rinnovabile** pari almeno al **doppio** di quella oggetto di anticipazione¹
- Capacità **nuova, potenziamento, rifacimento** per tecnologia fotovoltaica, eolica, idroelettrica
- Potenza minima intervento **200 kW**



- Entrata in esercizio entro **40 mesi** dalla stipula del contratto di anticipazione e **non oltre il 31/12/2030** a seguito di cause di forza maggiore
- Comunicazione della data di entrata in esercizio entro 30 giorni dalla stessa
- Non sono presenti limiti temporali o vincoli (es. «inizio lavori») sull'entrata in esercizio impianti



Capacità minima di generazione [MWh] $= \sum (P_{minW} * HeqW + P_{minPV} * HeqPV + P_{minH} * HeqH) \geq 2 * EA/20$

$P_{min} [MW] = \max((\%_{fonte} EA/20) * 2 / Heq_{fonte}; 0,200)$

EA [MWh] = energia anticipate dal GSE

W= Eolico; PV= Fotovoltaico; H= Idroelettrico

Heq = calcolate come media storica degli impianti nella disponibilità del GSE



- **Istruttorie tecniche** del GSE per valutare la capacità di generazione necessaria alla restituzione e la producibilità dell'impianto
- Avvio **interlocuzioni ed eventuale istruttoria** nei casi in cui si voglia dimostrare il valore puntuale di producibilità attribuibile (entro 10 giorni) e, quindi, il **ricalcolo della potenza di restituzione**



- Pagamento della **penale di deficit** della capacità² calcolata sulla % di inadempimento per poter siglare il contratto di restituzione
- **Percentuale di inadempimento [%]** $= \max(0; [(2 * EA/20) - Capacità di generazione] / (2 * EA/20))$

Heq	Nord	Centro	Sud
PV	1.000	1.200	1.400
Eolico	2.000		
Idro	2.100		
% inad.		% anticipo da restituire	
> 50%		100%	
50 ≤ x < 40		50%	
40 ≤ x < 30		38%	
30 ≤ x < 20		27%	
20 ≤ x < 10		min(15%; %inad.)	
10 ≤ x < 1		min(5%; %inad.)	

ENERGY RELEASE 2.0: FASE 3 – RESTITUZIONE

La fase di restituzione consiste nella regolazione di un differenziale di prezzo per 20 anni della medesima quantità di energia e prezzo oggetto di anticipazione. GO regolate finanziariamente



L'obbligo di restituzione è in capo al:

- o cliente finale **assegnatario** dell'anticipazione nel caso di sviluppo dell'impianto rinnovabile in-house
- o Soggetto **aggregatore**
- o **Soggetto terzo** indicato dal cliente finale che assume l'onere di restituzione



- **Contratto CFD a due vie** di durata **ventennale** che regoli mensilmente il differenziale tra il Prezzo di Cessione¹ e il Prezzo zonale di mercato in cui insiste l'impianto sull'energia elettrica prodotta dall'impianto e immessa in rete.
- Sigla di **un contratto per ogni impianto** oggetto di restituzione, sul quale possono insistere più elettrivori



- **Vendita in borsa dell'energia** oggetto di restituzione
- **Controvalore Garanzie d'Origine** = $\min(P_{avgMGO\ Y-1}; P_{avganticipazione})$
 $P_{avgMGO\ Y-1}$ = prezzo medio ponderato su M-GO nell'anno precedente; $P_{avganticipazione}$ = prezzo medio nel periodo di anticipazione



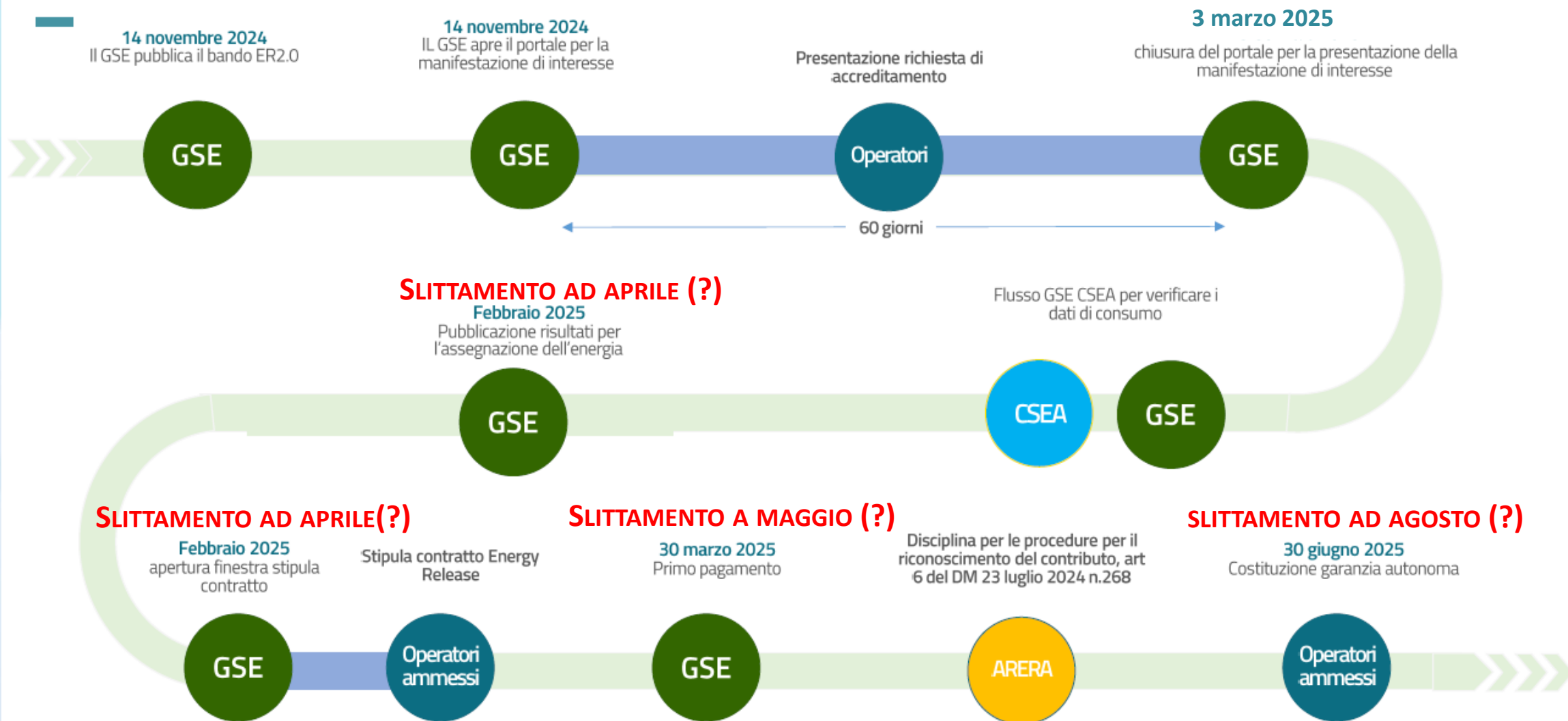
- Meccanismo di regolazione sospeso in casi di **prezzi nulli o negativi** nel Mercato del Giorno Prima
- **Estensione scadenza del contratto** nei casi di riduzione o mancata produzione per cause di forza maggiore, tagli alla produzione oppure ordini di dispacciamento



- **Non sono previste garanzie**, ma solo il pagamento del **corrispettivo a copertura dei costi del GSE**
- **Il recesso** è subordinato al pagamento degli importi all'energia anticipata e non ancora prodotta
- L'assegnatario conferisce un mandato per la stipula del contratto di dispacciamento in immissione al fine di consentire il **subentro del GSE in caso di inadempimento**

Autoconsumo in sito:
L'importo è calcolato sul volume prodotto e autoconsumato

FOCUS ENERGY RELEASE: CRONOPROGRAMMA



Grazie per l'attenzione!

