



KEY TO ENERGY

IL RUOLO DELL'OFFERTA NELL'ENERGY RELEASE 2.0

Webinar 28 Aprile 2026

**ROAD TO
NETZERO MILAN**

In collaboration with
QUALENERGIA.it

IL RUOLO DELL'OFFERTA



IL SOGGETTO TERZO DELEGATO E AGGIUDICATARIO D'ASTA

Fase Anticipazione (2025-27)

Il GSE anticipa ai beneficiari una quota di energia elettrica e le relative GO tramite un CfD a due vie basato su un prezzo di cessione di 65 €/MWh.

Fase Restituzione (≥ 20 anni)

1. **Realizzare capacità X2** (entro 40 mesi sottoscrizione del Contratto)
2. **Restituire l'EE anticipata** dal GSE – con CfD a 2 vie su metà della nuova capacità a 65 €/MWh - e il controvalore delle relative GO
3. **Regolare Vantaggio Residuo** (3 modalità disponibili)

I soggetti Elettrivori/Aggregatori possono trasferire gli obblighi di restituzione a:

Soggetto Terzo Delegato

- Delega diretta tramite **«Addendum»**
- **Sharing** del beneficio di anticipazione
- Requisiti: - Uno dei «requisiti di solidità» (Capitalizzazione minima, Rating ECAI o Contratto con Terna)

- ✓ Fee sharing definita ex-ante
- ✓ No rischio asta
- ✓ No identificazione progetto
- ✗ Ricerca controparte
- ✗ Garanzie più elevate
- ✗ No cessione Addendum fino a COD
- ✗ **Clawback**
- ✗ **Secondary permitting**

Soggetto Terzo Aggiudicatario

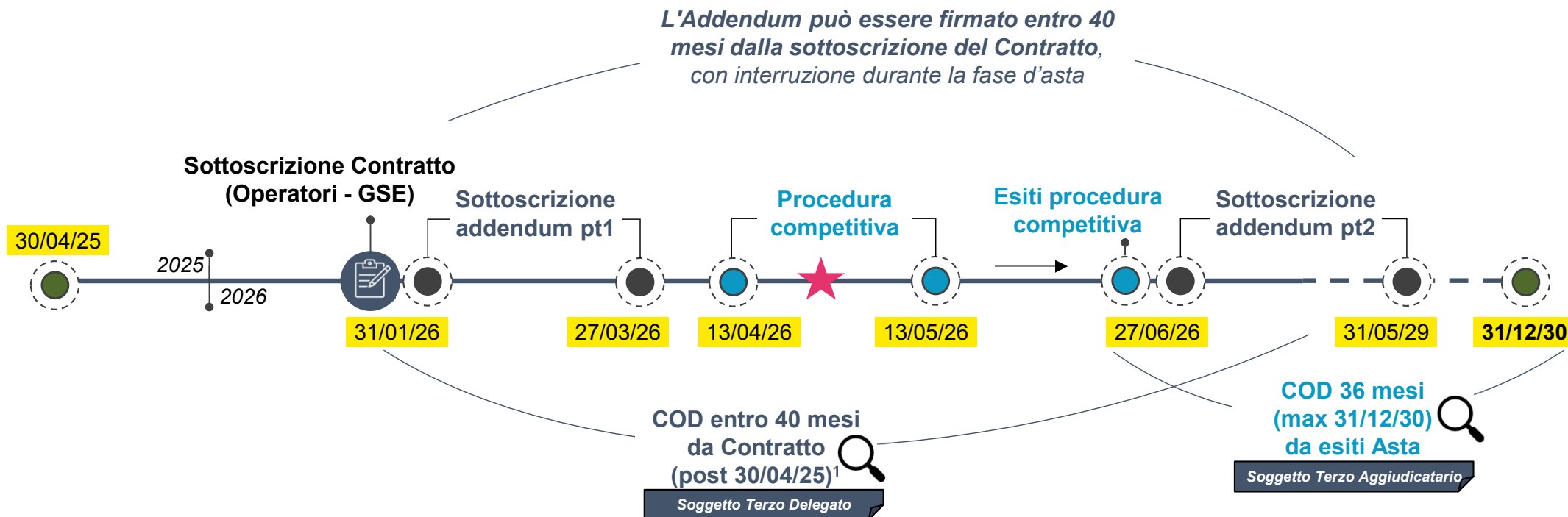
- Asta tramite **«Contratto di Aggiudicazione»**
- **Premio** marginale d'asta
- Requisiti: **soggettivi** (e.g. imprese non in difficoltà) e **oggettivi** (AU/PAS, STMG, reg. GAUDÌ, Conformità al DNSH e Solidità Finanziaria).

- ✓ Potenziali upside dal Premio
- ✓ No limiti volumi offribili
- ✓ Garanzia più contenuta
- ✗ Progetto identificato e autorizzato pre asta
- ✗ Rischio prezzo
- ✗ **Clawback**
- ✗ **Secondary permitting**

IL RUOLO DELL'OFFERTA

TIMELINE ATTIVITÀ E COD PROGETTI

★ Oggi, 28/04/26



? Le tempistiche stabilite per l'entrata in esercizio degli impianti risultano coerenti con le attività di secondary permitting, considerando quanto emerge dall'attuale prassi di mercato?

1. Comunicazione entrata in esercizio entro 30 giorni dalla COD / dalla sigla del Contratto se questa è avvenuta prima della stipula del Contratto (ma post 30/05/2025)

IL RUOLO DELL'OFFERTA



Q SECONDARY PERMITTING: ANALISI DEI TITOLI AUTORIZZATIVI

La fase di **progettazione esecutiva** e **secondary permitting** non ha delle tempistiche ben definite, ma variano in base al livello di dettaglio raggiunto durante l'iter autorizzativo e alle esigenze specifiche del progetto.

PAS¹

VALIDITÀ DEL TITOLO AUTORIZZATIVO

Avvio lavori: entro **2 anni** del consolidamento della PAS

Conclusione dei lavori: entro **3 anni** dalla data di avvio della realizzazione degli interventi



PRO:

- Progetti di solito più **piccoli**
- Connessioni spesso più semplici (in **Media Tensione**)

CONTRO:

- **Livello di dettaglio** degli elaborati non sempre accurato

AU²

VALIDITÀ DEL TITOLO AUTORIZZATIVO

Efficacia temporale **non inferiore a 5 anni**

(i tempi previsti per l'avvio e la fine dei lavori sono indicati nel titolo autorizzativo)



PRO:

- **Alto livello di dettaglio** degli elaborati

CONTRO:

- Progetti più **grandi**
- Connessioni spesso più complesse (in **Alta Tensione**)

L'Energy Release pone la condizione che l'impianto entri in esercizio entro 36/40 mesi dall'esito delle aste/dalla sigla del Contratto e comunque non oltre il 30/12/2030; tale **tempistica risulta compatibile con un impianto che abbia concluso l'iter autorizzativo con un buon livello di dettaglio e che non abbia particolari esigenze o impedimenti che ne rallentino la realizzazione.**

1. Procedura Abilitativa Semplificata - PV e Agri in aree a disciplina ordinaria $P < 1$ MW, PV in Aree Idonee o Zone di Accelerazione $P < 12$ MW, PV in aree industriali 5 MW $\leq P \leq 15$ MW
2. Autorizzazione Unica - PV e Agri in aree a disciplina ordinaria $P \geq 1$ MW, PV in Aree Idonee o Zone di Accelerazione $P \geq 12$ MW, PV in aree industriali > 15 MW

IL RUOLO DELL'OFFERTA



Q SECONDARY PERMITTING: DALLA PROGETTAZIONE ESECUTIVA AL RTB

Dopo l'ottenimento dell'autorizzazione per poter definire l'impianto «**Ready to Build**» è necessario eseguire/completare attività su diversi aspetti del progetto tra cui:



La **connessione** è elemento che **può impattare maggiormente le tempistiche di realizzazione ed entrata in esercizio, soprattutto nelle connessioni in AT** nei casi in cui sono previste **Opere di Rete (RTN)** o realizzazione di nuove **Sottostazioni Elettriche**.

1. La richiesta della STMD è necessaria solo se il progetto prevede nuove opere di rete del TSO o DSO
2. STMD – Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio elaborata dal TSO o dal Distributore a seguito dell'ottenimento dell'autorizzazione per il progetto. Documento di riferimento per la progettazione esecutiva dell'impianto e delle opere di rete.

IL RUOLO DELL'OFFERTA

Q CLAUSOLA DI CLAWBACK

Anticipazione	Restituzione	VR
3 anni	20 anni	<=20 anni



Il meccanismo del Clawback e il relativo calcolo del Vantaggio Residuo «VR» mira a **prevenire** la generazione di **extraprofitti ingiustificati**, assicurando che i benefici ottenuti nella fase di anticipazione siano compensati nella successiva fase di restituzione.

Come si calcola

$$VR = \min(A; \max(0; (A - R)))$$

A

Pari al valore dei **flussi finanziari** ($P_{GSE} - P_{cessione} * Q_Y$)¹ durante il periodo di **anticipazione** capitalizzati al 2028 con un tasso del **4,25%**.

R

Pari al valore dei flussi finanziari generati dalla capacità installata durante i 20 anni del periodo di restituzione, attualizzati al 2028 con un tasso del **6,5%**.

- Flussi componente **restituzione**¹ = $LCOE - P_{cessione} * Q_{3y}$
- Flussi componente **aggiuntiva**¹ = $LCOE - P_z \text{ MGP profilato} * Q_{3y}$

Modalità di regolazione

Q = focus prossima slide



Liquidazione immediata

L'operatore regola in **un'unica soluzione l'importo** del VR e il contratto verrà risolto entro 30gg dall'avvenuto pagamento.



Estensione contrattuale

L'operatore **proroga il periodo di restituzione** (max 20 anni) fino all'integrale regolazione del VR.
Strike CFD stimato sui costi operativi dell'impianto², aggiornati annualmente con il NIC³.



Cessione Impianto

L'operatore **cede gratuitamente** al GSE la proprietà dell'**impianto** e delle **aree** su cui insiste.

1) $P_{GSE 2025} = 114,4 \text{ €/MWh}$, $P_{GSE 2026} = 103,8 \text{ €/MWh}$, $P_{GSE 2027} = 97,2 \text{ €/MWh}$; $P_{cessione} = 65 \text{ €/MWh}$; $LCOE = 71,11 \text{ €/MWh}$

2) Per il fotovoltaico, 23, 27 e 33 €/MWh per le zone SUD, CENTRO e NORD. (con possibilità di presentare una perizia asseverata che certifichi un diverso costo operativo)

3) Indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC).

IL RUOLO DELL'OFFERTA



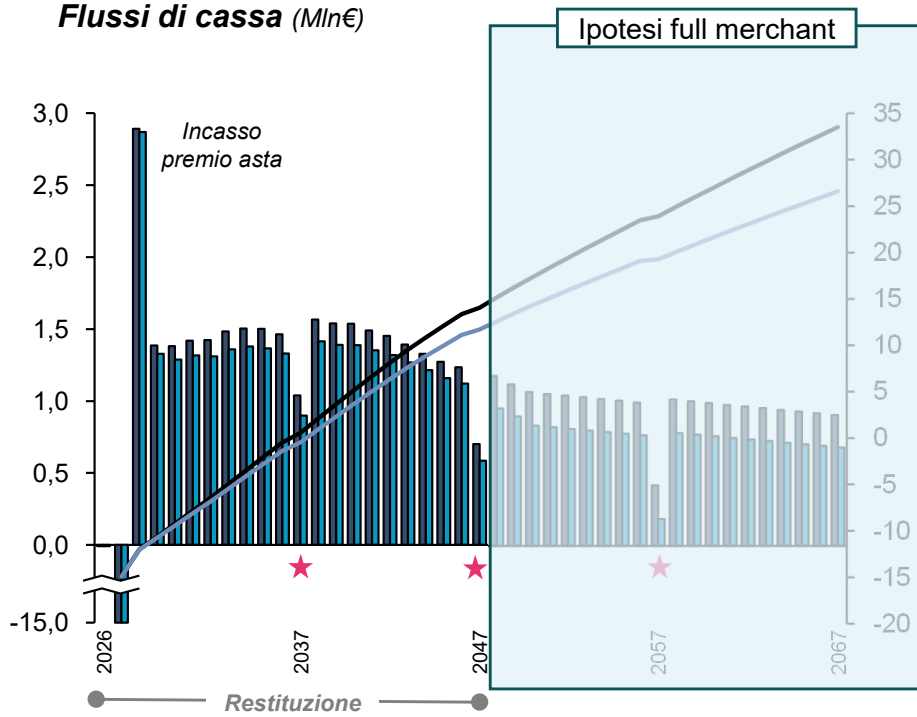
SCelta REGOLAZIONE VR – IMPATTO SU IRR

Flussi di cassa produttore terzo

Caratteristiche impianto PV	Zona - COD	sud	2028
	Potenza - ore equivalenti	Taglia media	1700 ore
	2 scenari prezzo KtE	Low – High (target RES, Storage, domanda, combustibili, ecc)	



Flussi di cassa (Mln€)



■ HIGH ■ Low — High cum. — Low cum. ★ Revamping inverter

Impatto Clawback

