

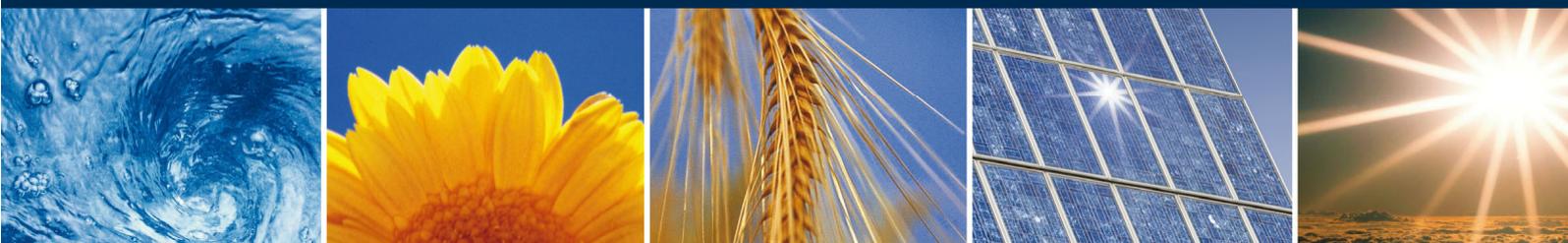


Le aste per l'incentivazione alle rinnovabili

Possibili configurazioni e
criticità del caso italiano

Centro studi Aper - A cura di Tommaso Barbetti

Associazione **P**roduttori **E**nergia da Fonti **R**innovabili



Indice

Executive Summary	3
I: Il dlgs 28/2011 e l'introduzione del meccanismo delle aste per l' incentivazione alle rinnovabili	5
II: Perché le aste dovrebbero essere più efficienti?	8
III: Possibili configurazioni alla luce del dettato dell'art.24 del dlgs 28/2011	11
IV: Rassegna delle principali esperienze internazionali in materia di aste per FER	18
V: Il potenziale impatto sul sistema del meccanismo delle aste	20

Executive summary

Il decreto di recepimento della direttiva 2009/28/CE (dlgs 28/2011) prevede l'introduzione, all'interno degli strumenti di incentivazione delle fonti rinnovabili, del meccanismo di aste.

Tale innovazione, presumibilmente ispirata dalla ricerca di un maggior grado di efficienza delle politiche di incentivazione alle rinnovabili, si rivela nella realtà inefficace.

Si giunge a questa conclusione sviluppando due scenari alternativi sulla configurazione che le aste potranno assumere, non essendo la medesima specificata all'interno del dlgs 28/2011: in particolare si è cercato di catturare le dinamiche dell'asta nel caso in cui uno dei requisiti di accesso sia il possesso di un idoneo titolo autorizzativo (scenario ALFA) ovvero nel caso in cui l'ottenimento dell'autorizzazione non sia un requisito necessario alla partecipazione dell'asta (scenario BETA).

Nel caso in cui si consenta la partecipazione ai soli impianti autorizzati (scenario ALFA), accade che i progetti non vincitori, non percependo alcun incentivo, non riusciranno ad entrare in esercizio e pertanto a recuperare i costi di *permitting* già sostenuti: ciò accadrebbe anche nel caso in cui questi potessero accedere ad un incentivo pari al livello *floor* dell'asta che, essendo radicalmente differente rispetto al livello richiesto, non riuscirebbe comunque a garantire l'economico esercizio dell'attività di produzione.

Tale eventualità sembra già di per sé condizione sufficiente a indurre gli investitori a non intraprendere lo sviluppo di un'iniziativa soggetta al meccanismo di incentivazione ad asta; inoltre, adottando l'ottica dell'amministrazione, si assisterebbe a un fenomeno di sotto-realizzazione delle iniziative autorizzate (gli impianti realizzati sono sistematicamente di numero inferiore rispetto agli impianti autorizzati), con un livello di programmazione e pianificazione da parte delle Regioni/Enti Locali a cui non va a corrispondere l'effettivo installato (tale ipotesi risulta particolarmente problematica nel caso in cui, all'interno dei meccanismi di Burden Sharing, si prevedano sanzioni per le Regioni che non raggiungano gli obiettivi assegnati).

D'altra parte, nel caso in cui si aprano le porte delle aste anche agli impianti non ancora autorizzati, si presta maggiormente il fianco a giochi strategici da parte degli operatori: quandanche tali comportamenti vengano sterilizzati con efficaci meccanismi di garanzia e penali, non vi potrà comunque essere alcuna certezza che i progetti risultati vincitori nell'asta vengano dapprima autorizzati e successivamente realizzati. Se il blocco avvenisse in fase autorizzativa, del tutto iniqua apparirebbe l'escussione delle garanzie o l'applicazione delle penali, giacché non si potrebbero riscontrare effettive responsabilità in capo al proponente, così come apparirebbe irragionevole il pagamento di una penale da parte dell'operatore nel caso si verificassero ritardi, sia da parte dell'amministrazione competente al rilascio dell'AU sia da parte del gestore di rete, che comportino il mancato rispetto del termine per l'entrata in esercizio previsto dalla disciplina delle aste.

Si verrebbero in ogni caso a creare tutte le condizioni per un inevitabile insorgere di un nuovo livello di contenzioso tra operatori, amministrazioni e gestori di rete, eventualità questa tra le più indesiderabili sia per gli operatori sia per il sistema.

Se applicato su impianti di dimensione rilevante, sembrerebbe invece offrire maggiori garanzie in termini di efficienza ed efficacia di funzionamento un terzo scenario in cui oggetto della gara, insieme al diritto all'incentivazione, sia l'assegnazione di un sito (e conseguentemente anche dell'autorizzazione) predeterminato dal banditore: tuttavia il dettato del dlgs. 28/2011, limitando l'oggetto delle aste al solo accesso all'incentivo, sembra escludere chiaramente tale possibilità.

Anche lo scarso successo delle aste in altri paesi UE (Francia, UK, Irlanda) ed extra UE (Ontario, Quebec, Brasile, Cina), ove si è registrato un livello di raggiungimento degli obiettivi che oscilla tra il 20% e il 50%, sembrano confermare la tesi di partenza: il sistema delle aste non appare il più idoneo per perseguire quegli obiettivi di *"promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili in misura adeguata al raggiungimento del target al 2020 e di efficacia, efficienza e semplificazione"* che il dlgs 28/11 indica come fine della strategia di incentivazione delle fonti rinnovabili.

I: Il dlgs 28/2011 e l'introduzione del meccanismo delle aste per l'incentivazione alle rinnovabili

Il dlgs 28/2011, nel recepire all'interno dell'ordinamento nazionale le disposizioni della direttiva 2009/28/CE, tra cui spiccano gli obiettivi vincolanti in termini di share di energia rinnovabile da raggiungere entro il 2020, ha apportato numerose e significative novità alla disciplina che regola il settore della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Pur essendo molteplici i segmenti (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e gli ambiti (definizione di obiettivi, incentivi, procedure di autorizzazione, misure di semplificazione, regolamentazioni tecniche, certificazioni, connessioni alle rete, raccordo con Regioni ed Enti Locali, etc) coinvolti, è tuttavia innegabile che le novità di maggior impatto si annidino negli articoli 24 e 25, aventi oggetto la definizione dei nuovi meccanismi di incentivazione alla generazione elettrica da fonti rinnovabili.

In effetti, il dlgs 28/2011, all'articolo 24, introduce per i nuovi impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile (d'innanzi FER) due nuovi meccanismi di incentivazione: un sistema di incentivi amministrati (comma 3) e un meccanismo di incentivi ad asta (comma 4), oggetto quest'ultimo delle considerazioni che verranno effettuate in questo documento.

In particolare, il decreto stabilisce che dovranno accedere a un sistema di incentivi ad asta tutti gli impianti che, entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2013, avranno una potenza nominale superiore ad una soglia, da fissarsi mediante decreto attuativo¹, ma che comunque non potrà essere inferiore ai 5 MW.

Il tema delle aste per l'assegnazione di incentivi alle FER, pur essendo innovativo nel nostro paese, non è nuovo in letteratura, avendosi già avute esperienze di questo tipo in contesto internazionale².

In particolare, anche sulla scorta delle esperienze internazionali e di quanto riportato in letteratura, si possono individuare tre principali tipologie di configurazione:

- aste aventi oggetto l'assegnazione di siti specifici (e implicitamente anche delle connesse autorizzazioni) con *bidding* competitivo³;
- aste aventi oggetto l'assegnazione di un contingente di potenza incentivabile, a cui possono partecipare tutte le iniziative aventi i requisiti tecnici requisiti, pur in assenza di autorizzazione⁴;
- aste aventi oggetto l'assegnazione di un contingente di potenza incentivabile, a cui possono partecipare tutte le iniziative già autorizzate⁵;

¹ Si tratta del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e, per i profili di competenza, con il Ministero delle Politiche Agricole e Forestali, sentita l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e la Conferenza Unificata), da emanarsi entro il 29 settembre 2011.

² Si veda in proposito il capitolo IV.

³ Ad esempio, questo è il caso delle aste per l'eolico off-shore in UK e in Danimarca.

⁴ Questo è il modello adottato per gli NFFO (UK), gli AER (Irlanda), gli RFP (Ontario e Quebec), i PROINFA (Brasile), i RAM (California).

⁵ Sebbene sia riportata in letteratura, non si riscontrano casi significativi in cui tale configurazione sia stata adottata.

Il dettato del decreto non consente di comprendere verso quale modalità di configurazione delle aste abbia inteso indirizzarsi il legislatore. Nonostante sembri già necessario escludere un modello in cui oggetto dell'asta è l'assegnazione di un sito specifico già individuato dal banditore (in effetti dal combinato disposto del comma 2 dell'art.4 e del comma 4 dell'art.24 sembrerebbe desumersi che unico oggetto dell'asta è l'assegnazione dell'incentivo), al comma 4 dell'art. 24 vengono chiariti solo alcuni aspetti funzionali ed organizzativi delle nuove aste, come ad esempio il fatto che esse:

- dovranno essere gestite dal GSE: pur non essendo precisato con specifica terminologia, sembra conseguire che il ruolo di banditore verrà svolto proprio dal GSE. Non si chiarisce peraltro se le aste avranno luogo su base regionale o nazionale;
- verranno organizzate con cadenza periodica e saranno distinte per ciascuna fonte: in ciascuna procedura d'asta verrà previsto un contingente di potenza incentivabile⁶. Non viene tuttavia specificato quale sarà la frequenza con cui tale aste avranno luogo;
- produrranno come esito la quantificazione dell'incentivo spettante, a valori costanti in moneta corrente e per l'intera vita utile dell'impianto⁷, a ciascun soggetto risultato vincitore. Non viene chiarito se si tratti di un incentivo di tipo *feed-in tariff* (FIT) ovvero *feed-in premium* (FIP). Inoltre non si specifica se l'incentivo verrà assegnato ai vincitori con un meccanismo di *system marginal price* (tutti i vincitori ricevono l'incentivo richiesto dall'ultima offerta accettata) o di *pay as bid* (ciascun vincitore riceve un incentivo pari all'offerta effettuata ed accettata);
- avranno un criterio di aggiudicazione al ribasso sul valore base d'asta e terranno conto del valore dell'incentivo assegnato allo scaglione di maggior potenza della medesima fonte per cui viene bandita l'asta. Sembra conseguire, per quanto non esplicitamente indicato, che la base d'asta sarà appunto il valore dell'incentivo dell'ultimo scaglione dei meccanismi di incentivazione amministrata della medesima fonte oggetto dell'asta;
- prevedranno un valore *floor*, comunque riconosciuto dal GSE e determinato tenendo conto delle esigenze di rientro degli investimenti effettuati. Non è tuttavia chiarito se tale valore verrà riconosciuto a tutti gli impianti che non risulteranno vincitori ovvero se rappresenti esclusivamente una misura volta ad evitare l'effettuazione di offerte anomale aventi l'unico scopo di influire sulle dinamiche dell'asta;
- saranno previsti requisiti di accesso correlati al progetto e forme di garanzia dell'entrata in esercizio dell'impianto entro un certo termine. Se è esplicitamente indicato che verranno previsti meccanismi di garanzia (plausibilmente depositi cauzionale, fidejussioni o penali da escutere e applicare nel caso

⁶ Il decreto utilizza in realtà la definizione di potenza da installare.

⁷ In buona sostanza, l'incentivo ottenuto mediante l'asta sarà fisso per tutta la durata del periodo di incentivazione.

di mancata entrata in esercizio entro i termini indicati), non è chiaro quali siano i requisiti di progetto richiesti. In particolare il legislatore potrebbe riferirsi a specifici requisiti tecnici ovvero, molto più probabilmente, a determinati stati di avanzamento del progetto (accettazione del preventivo di connessione alla rete, avvenuta presentazione dell'istanza di autorizzazione, espletamento dei procedimenti ambientali e paesaggistici, ottenimento di idoneo titolo autorizzativo, etc).

I numerosi aspetti rimasti in sospeso, primo tra i quali la fissazione della soglia al di sopra della quale sarà necessario accedere alle procedure di asta, dovranno essere puntualmente disciplinati dal citato decreto attuativo.

Nel prosieguo del documento si cercherà di chiarire brevemente, alla luce delle più elementari nozioni micro-economiche, anche in contrapposizione a meccanismi di incentivazione alternativi quali il *feed-in tariff*, quale sia la *ratio* che potrebbe aver spinto il legislatore a ravvisare nelle aste quei requisiti di efficacia ed efficienza indicati dal decreto (capitolo II). Nel capitolo III si formuleranno invece alcune ipotesi relative alle possibili configurazioni che potranno assumere le aste, individuando due principali scenari (scenari pivotali) e analizzandone plausibili dinamiche ed esiti; infine, dopo aver effettuato una rapida *review* di letteratura sui principali *case history* di applicazione delle aste all'estero (capitolo IV), si analizzeranno le possibili conseguenze per il sistema, traendo alcune considerazioni sull'effettiva validità dello strumento (capitolo V).

II: Perché le aste dovrebbero essere più efficienti?

Tipicamente si assume che uno dei principali vantaggi delle aste sia quello di consentire il superamento delle asimmetrie informative tra banditore e partecipanti; questi ultimi, data la scarsità del bene oggetto di gara, saranno infatti indotti a dichiarare implicitamente i loro reali costi al fine di veder risultare vincitrice la propria offerta. Nel mondo dell'incentivazione alle FER, ciò si traduce in uno stimolo per i partecipanti a dichiarare senza effettuare sovrastime il valore di incentivazione (ossia il costo di generazione del MWh), pena il rischio di non risultare vincitore dell'asta e di non ottenere l'incentivo.

Una simile competizione tra operatori sembrerebbe auspicabile, in quanto porterebbe alla selezione delle iniziative più efficienti, ossia di quelle che presentino, a parità di fonte e tecnologia, un costo di generazione del MWh inferiore: l'asta assegnerebbe pertanto un incentivo solo alle "iniziative migliori", essendo peraltro il sussidio commisurato con i reali costi della produzione.

Teoricamente dunque, rispetto all'utilizzo di un sistema *feed-in tariff* (FIT), dove il legislatore assegna un incentivo *flat* a tutte le iniziative a prescindere dal loro costo, ciò dovrebbe comportare un risparmio netto per il sistema, dovuto appunto al superamento delle asimmetrie informative.

Si ipotizzi ad esempio un sistema di incentivazione FIT (figura 1), in cui per una determinata fonte l'incentivo venga fissato ad un livello P_{FIT} (in termini di €/MWh): dato che i sistemi FIT non prevedono tipicamente meccanismi di selezione o di contingentamento della potenza incentivabile, accederanno all'incentivo e realizzeranno impianti tutti quei progetti per cui il costo di generazione (MC) sia uguale o inferiore al livello di incentivo P_{FIT} .

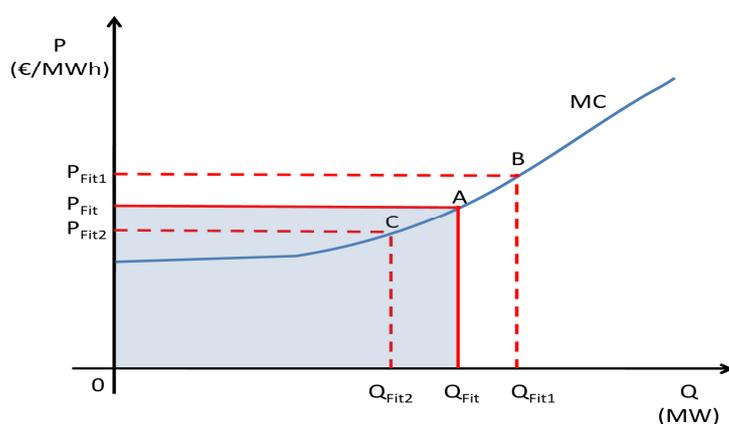


Figura 1: Determinazione di prezzi, quantità e costi in un sistema FIT.

Ciò implica che verranno sviluppate iniziative per una quantità pari a Q_{FIT} e che il costo dell'incentivazione sarà stimabile come una *proxy* dell'area del poligono $0, P_{FIT}, A, Q_{FIT}$ (in *bluette* nella figura 1).

Come in ogni "sistema di prezzo", è l'entità della remunerazione a determinare la quantità delle iniziative: così, fissando l'incentivo a un livello $P_{FIT1} > P_{FIT}$ sarà lecito attendersi un maggior numero di impianti che richiederanno l'incentivo, e con esso maggiori oneri complessivi connessi all'incentivazione; viceversa accadrà nel caso in cui si fissi l'incentivo a un valore $P_{FIT2} < P_{FIT}$, con un minor numero di impianti in esercizio e minori oneri.

Il meccanismo delle aste, al contrario, afferisce alla famiglia dei "sistemi di quantità" in cui il legislatore/regolatore/banditore individua preliminarmente il quantitativo di potenza/energia che verrà incentivata, pari a Q_t , il contingente di MW incentivabili messo a gara (figura 2).

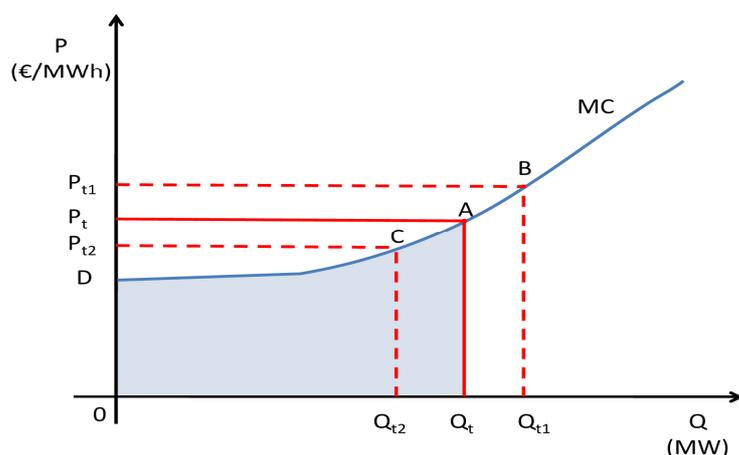


Figura 2: Determinazione di prezzi, quantità e costi in un sistema di incentivi ad asta.

Pertanto accederà all'incentivo un quantitativo di impianti tale da saturare il contingente Q_t : essendo le offerte ordinate per merito economico (dalla più bassa alla più alta), saranno i soggetti con costi di generazione più bassi a poter accedere all'incentivo e a poter realizzare l'impianto.

In relazione al valore dell'incentivo, emergono due distinti scenari a seconda del sistema di prezzo che viene selezionato (figura 1):

- in caso di *system marginal price* (SMP), l'incentivo a cui accedono gli impianti è pari al *bid* effettuato dall'ultima offerta accettata (A): conseguentemente il livello di incentivazione per tutte le iniziative

vincitrici sarà pari a P_t e l'onere complessivo pari all'area $P_t, A, Q_t, 0$ (in questo caso equivalente per costruzione all'onere complessivo del sistema FIT);

- in caso di *pay as bid*, i soggetti vincitori ricevono un incentivo pari al *bid* da loro effettuato. Assumendo ragionevolmente che, per le ragioni precedentemente espresse, l'incentivo richiesto da ciascun operatore (e dunque il bid) sia pari al costo di generazione, la curva MC rappresenterà dunque la curva delle offerte ordinate per merito economico dall'offerta più bassa (D) sino all'ultima offerta accettata (offerta marginale, A): pertanto l'onere complessivo del meccanismo sarà pari all'area $D, A, Q_t, 0$ (in *bluette* nella figura 2).

In entrambi i casi, ove il banditore ponesse a gara un quantitativo $Q_{t1} > Q_t$ (ovvero un quantitativo $Q_{t2} < Q_t$) gli oneri complessivi aumenterebbero essendo pari rispettivamente a $P_{t1}, B, Q_{t1}, 0$ nel caso di SMP e a $D, B, Q_{t1}, 0$ in caso di *pay as bid* (ovvero diminuirebbero essendo pari rispettivamente a $P_{t2}, C, Q_{t2}, 0$ nel caso di SMP e a $D, C, Q_{t2}, 0$ in caso di *pay as bid*).

Emerge dunque come, in caso di funzionamento, il meccanismo della aste (con sistema *pay as bid*) comporti un surplus netto (pari all'area D, P_t, A) rispetto all'utilizzo di un sistema FIT (o, per costruzione, di un sistema di aste con SMP), risultando apparentemente più efficiente.

Nel prossimo capitolo si cercherà di verificare se le effettive dinamiche di funzionamento delle aste consentano di tradurre la maggior efficienza teorica in una maggior efficacia del modello ad asta rispetto al sistema FIT.

III: Possibili configurazioni delle aste alla luce del dettato dell'art.24 del dlgs 28/2011

Nel capitolo I si è sottolineato quanto numerosi siano i punti interrogativi relativi al design delle aste in parola. Al di là delle incognite sulla soglia oltre la quale sarà necessario accedere alle aste, gli aspetti da definire spaziano dalla frequenza delle aste al livello centralizzato o meno delle stesse; dal meccanismo di clearing sino alla definizione dei puntuali valori *cap* e *floor* per ciascuna fonte; dal ruolo del *floor* sino, infine, ai requisiti di progetto necessari per potervi accedere.

Soprattutto tale ultimo aspetto appare decisivo nell'analisi delle dinamiche che le procedure d'asta potranno assumere: infatti, a seconda che si ammettano alle aste progetti già autorizzati ovvero iniziative da autorizzare, si innescano modalità di funzionamento profondamente dissimili con impatti di natura estremamente diversa.

Nel corso di questo capitolo si analizzeranno i due differenti scenari pivotali in cui il banditore richieda come requisito di accesso all'asta rispettivamente l'ottenimento dell'Autorizzazione Unica (scenario ALFA) o l'accettazione del preventivo di connessione effettuato dal gestore di rete (scenario BETA), ritenendo che, quandanche il decreto attuativo definisse requisiti di partecipazione che si collochino in posizione intermedia tra i casi estremi analizzati (presentazione dell'istanza di autorizzazione, espletamento dei procedimenti ambientali e paesaggistici, etc) le dinamiche tenderebbero comunque a uno dei due scenari pivotali di seguito rappresentati.

Scenario ALFA: accesso all'asta con AU.

L'ipotesi principale assunta nello scenario ALFA è che possano partecipare alle aste solamente impianti per i quali sia stato già ottenuto un provvedimento di Autorizzazione Unica.

Con fini puramente esemplificativi, si assume che la procedura oggetto di analisi sia l'asta del gennaio 2013 per l'assegnazione di incentivi agli impianti a biomassa solida.

Ulteriori ipotesi (*option rules*), parimenti esemplificative e comunque irrilevanti ai fini della descrizione delle dinamiche in interesse, sono le seguenti:

- il banditore dell'asta è il GSE;
- l'asta è aperta a tutte le iniziative sul territorio nazionale aventi i requisiti richiesti;
- l'asta successiva avrà luogo nel gennaio 2014;
- il meccanismo di clearing scelto dal banditore è il *pay as bid*;
- l'incentivo assegnato a seguito dell'asta è una tariffa onnicomprensiva;
- il valore base d'asta è di 190 €/MWh, il valore floor di 140 €/MWh;
- l'incentivo viene assegnato, a valori costanti in moneta corrente, per 20 anni.

Il primo problema che si troverà ad affrontare il banditore è la quantificazione del contingente di potenza a cui potrà essere attribuito l'incentivo.

Sono principalmente due le strade che il banditore potrà percorrere:

- a) fissazione di un valore coerente con gli obiettivi della pianificazione dello sviluppo delle FER di cui al PAN. Ipotizzando per semplicità che il 50% del totale della potenza dei progetti abbia i requisiti per accedere al meccanismo di incentivazione amministrata (impianti sotto soglia), il contingente individuato per l'asta in oggetto potrebbe essere pari a circa 100 MW⁸;
- b) fissazione di un valore coerente con la potenza degli impianti potenzialmente partecipanti, decurtato opportunamente per rendere credibili le dinamiche competitive. Ciò comporta in buona sostanza uno *screening* preventivo da parte del banditore sui MW degli impianti aventi i requisiti di partecipazione all'asta in oggetto, consistente con tutta probabilità in un'analisi condotta presso tutte le amministrazioni competenti al rilascio dei titoli autorizzativi. Ipotizzando che dallo screening risulti un numero di MW di impianti a biomasse solide autorizzati pari a 100 MW e che il fattore competitivo del GSE venga individuato nel 75%, il contingente individuato per l'asta potrebbe essere pari a circa 75 MW.

Rispetto al caso b), l'ipotesi di fissazione di un contingente coerente con gli obiettivi del PAN, seppur non scevra da difficoltà, appare proceduralmente meno complessa e più in linea con i target della pianificazione dello sviluppo delle FER.

Tuttavia potrebbe porsi il caso in cui il quantitativo della potenza a disposizione dei potenziali partecipanti sia inferiore o pari al valore del contingente individuato dal banditore: è evidente che in tal caso qualsiasi dinamica competitiva sarebbe compromessa, dal momento che gli operatori, già certi di risultare vincitori, effettuerebbero bid pari al valore d'asta, trasformando *de facto* l'asta in una procedura per l'assegnazione di un incentivo amministrato⁹ pari al cap.

Tale possibilità sembra scongiurata nel caso b), in cui per costruzione il numero dei partecipanti sarà senz'altro inferiore al numero dei vincitori. Pur con gli importanti aggravii procedurali che sorgerebbero in capo al banditore (*screening* presso Regioni e Province), tale ipotesi sembrerebbe dunque farsi preferire¹⁰.

⁸ Ipotizzando un time-to-market di almeno 12 mesi, si è fatto riferimento al quantitativo di MW di impianti a biomassa solida che il PAN prevede debbano essere installati nell'anno 2014, pari 190 MW.

⁹ Appare poco plausibile ipotizzare uno scenario in cui i partecipanti (o persino lo stesso banditore) non siano fattivamente a conoscenza del quantitativo di MW dei soggetti partecipanti e le logiche competitive non vengano inquisite.

¹⁰ In definitiva la soluzione più efficiente pare essere quella di fissare il contingente come pari al quantitativo di potenza installata prevista per l'anno in questione dal PAN, nel caso in cui le richieste di partecipazione siano in numero maggiore rispetto a tale valore, ovvero di individuare il contingente come pari a una percentuale della potenza iscritta all'asta, nel caso in cui questa sia inferiore alla potenza installata prevista per l'anno in questione dal PAN.

Assumendo l'ipotesi di cui al caso b), si immagina dunque che il banditore, condotto lo *screening* sulla potenza degli impianti a biomassa solida già autorizzata, determini per l'anno 2013 un contingente di potenza incentivabile pari a 75 MW: si contenderanno tale contingente un totale di 100 MW di progetti già autorizzati.

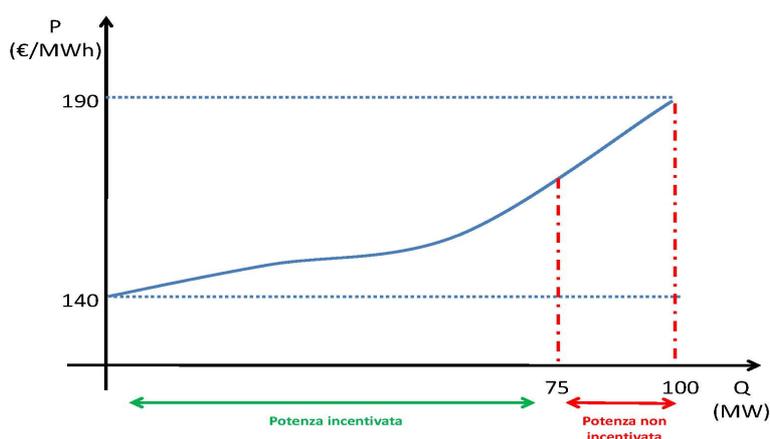


Figura 3: Prezzi, quantità incentivata, curva delle offerte ed esiti nel caso di asta con AU come requisito di accesso.

Come mostrato nel capitolo I, ciascun operatore dovrebbe essere portato dalle dinamiche competitive d'asta a richiedere un livello di incentivazione richiesto prossimo al proprio costo di generazione del MWh.

Ne consegue che, terminata la presentazione delle offerte, il GSE ordinerà i bid in ordine di merito economico (figura 3): i 75 MW di progetti che avranno presentato le offerte più basse avranno diritto ad un incentivo pari al valore dell'offerta presentata; i 25 MW di progetti con offerte più alte non accederanno ad alcun incentivo ovvero riceveranno, sulla scorta di quella che pare essere l'indicazione fornita dal legislatore all'art.24, comma 4, lettera e), un incentivo pari al valore floor (140 €/MWh).

Tale disposizione pare tuttavia essere di dubbia utilità, dal momento che non si vede come impianti che presentino costi di generazione sostanziosamente superiori (circostanza questa rafforzata dal fatto che i progetti non vincitori, proprio per il fatto di aver presentato offerte più alte, hanno i costi di generazione più distanti dal valore *floor*) possano esercire l'attività di produzione in maniera economica. In tal senso appare sostanzialmente indifferente che ai progetti non vincitori venga rilasciato un incentivo pari al floor oppure non venga rilasciato alcun incentivo: in entrambi i casi infatti non sarà possibile l'esercizio in maniera economica dell'impianto e l'iniziativa non verrà realizzata pur a fronte di costi di sviluppo e di permitting già sostenuti, costi questi che diverranno non recuperabili.

La concreta ipotesi di insuccesso nella procedura d'asta e il conseguente danno economico connesso al mancato recupero dei costi di sviluppo appaiono condizioni sufficienti a scoraggiare un operatore a intraprendere un'iniziativa per la quale siano previsti meccanismi di incentivazione ad asta.

Scenario BETA: accesso all'asta senza AU

L'ipotesi principale assunta nello scenario BETA è che possano partecipare alle aste tutti gli impianti per i quali sia stato già accettato il preventivo di connessione inviato dal gestore di rete, aprendo pertanto le porte dell'asta anche agli impianti non autorizzati.

Anche in questo caso si ipotizza che oggetto dell'asta, avente luogo nel gennaio 2013, sia l'assegnazione di un contingente di incentivi per impianti alimentati di biomassa solide. Anche le altre *option rules* rimangono invariate rispetto allo scenario ALFA.

In primo luogo, con l'ipotesi di aprire l'asta anche agli impianti non autorizzati, muta sensibilmente la modalità di determinazione del contingente di potenza incentivabile.

Per via del minor numero di adempimenti e della minor esposizione finanziaria che comporta il rilascio di un preventivo di connessione alla rete rispetto all'ottenimento dell'Autorizzazione Unica, sembrerebbe infatti da escludersi l'ipotesi in cui, alle condizioni vigenti, il numero degli impianti aventi i requisiti di partecipazione possa costituire una potenza in MW inferiore rispetto al contingente di MW incentivabili.

Sembra così opportuno che, nell'individuare il contingente, il banditore si ispiri ai documenti di programmazione.

Pertanto, si assume che il contingente incentivabile dall'asta in oggetto sia posto pari a 100 MW, ossia alla al totale della potenza in impianti a biomassa che si intende installare ai sensi del PAN nel periodo di riferimento, al netto della stima degli impianti di potenza inferiore alla soglia di accesso all'asta.

Qualora non vengano previsti meccanismi di garanzia sufficientemente efficaci da scoraggiare la partecipazione di progetti velleitari, poco strutturati e il cui scopo principale nella partecipazione all'asta è la messa in atto di un comportamento strategico, anche volto a danneggiare gli altri partecipanti¹¹, sarà lecito attendersi la partecipazione di un numero molto elevato di partecipanti, che si ipotizza equivalere a 400 MW.

¹¹ Pur in un contesto diverso, si è già assistito a qualcosa di simile in relazione alla prenotazione della capacità di rete: si ricordi infatti che, anche a causa della mancata previsione di sufficienti meccanismi di garanzia e di impegno da parte degli operatori, sono state effettuate richieste di connessione (sulla sola rete di trasmissione) pari a 128.000 MW. Tale situazione ha portato alla revisione della disciplina delle richieste di connessione alla rete.

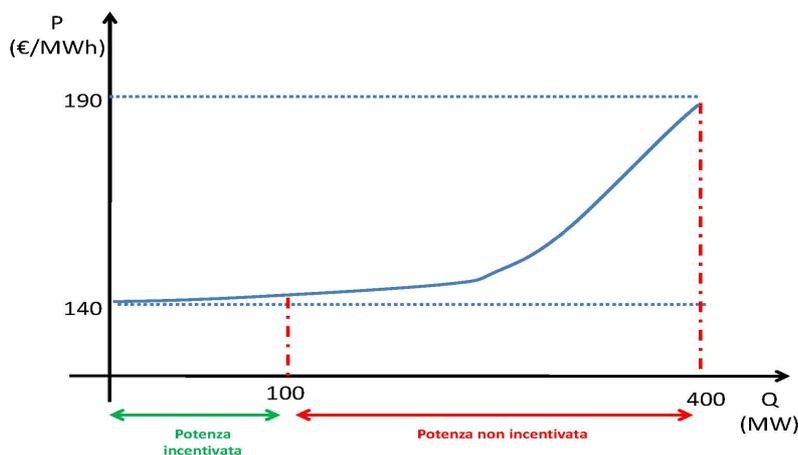


Figura 4: Prezzi, quantità incentivate, curva delle offerte ed esiti nel caso di asta senza AU come requisito di accesso e senza meccanismi di garanzia efficaci.

I giochi strategici, sopra richiamati, potrebbero tradursi nella presentazione di offerte economiche molto basse (figura 4), tali da poter saturare il contingente di potenza incentivabile e da relegare gli altri progetti nella curva dei progetti non incentivabili. Si verrebbe così a determinare un esito in cui le iniziative premiate, frutto del comportamento opportunistico messo in atto data l'assenza di efficaci meccanismi di garanzia, non verrebbero autorizzate, costruite e messe in esercizio.

Auspiciabilmente però i meccanismi di garanzia (che potranno consistere in prestabiliti depositi cauzionali, fidejussioni bancarie o anche in penali da applicare in caso di mancata entrata in esercizio entro i termini) impediranno il verificarsi di giochi strategici, limitando la competizione a progetti seri e con reali possibilità di essere portati a termine.

Si ipotizza pertanto che si contenderanno il contingente di incentivi di 100 MW un totale di progetti per una potenza complessiva di 133 MW (figura 5).

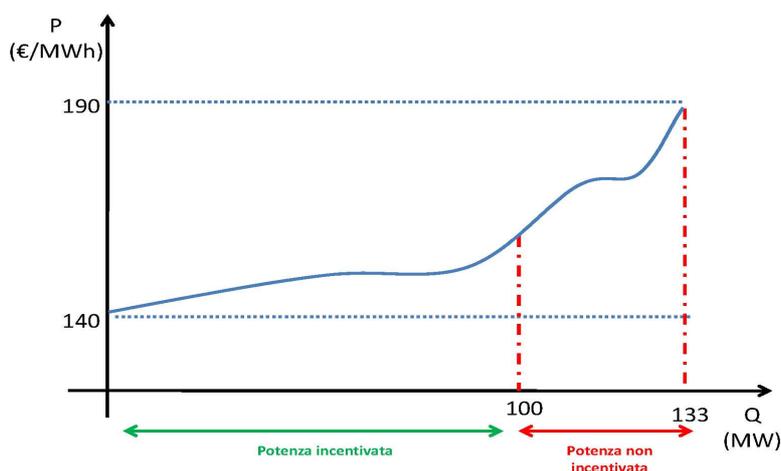


Figura 5: Prezzi, quantità incentivate, curva delle offerte ed esiti nel caso di asta senza AU come requisito di accesso e con meccanismi di garanzia efficaci.

In questo caso, pur in presenza di efficaci meccanismi di garanzia, non vi potrà essere alcun grado di ragionevole certezza che gli impianti che avranno avuto accesso all'incentivo entrino successivamente in esercizio. Sembrano in particolare profilarsi tre tipologie di situazioni:

- a) un progetto risultato vincitore non riesce ad ottenere l'Autorizzazione Unica e pertanto ad entrare in esercizio. Parte del contingente incentivabile sarà stato così occupato senza che vi sia una corrispondente installazione di capacità. D'altra parte, il soggetto titolare del progetto sarà presumibilmente chiamato a versare delle garanzie (o delle penali) per responsabilità non direttamente ascrivibili allo stesso (a meno che non si intenda sostenere la discutibile tesi secondo cui il mancato ottenimento dell'AU possa essere considerato un atteggiamento colposo da parte del proponente). Si vengono a creare con tutta probabilità i presupposti per un contenzioso con l'amministrazione;
- b) un progetto risultato vincitore non riesce ad entrare in esercizio entro i termini previsti (a causa di ritardi nel procedimento autorizzativo – si pensi alla possibilità di sospensione del procedimento per il rilascio di ulteriori pareri- o nell'allaccio alla rete elettrica) ed è pertanto tenuto al pagamento di una penale. Anche in tal caso sembrano venirsi a creare i presupposti per un contenzioso con l'amministrazione o il gestore di rete;

- c) un progetto risultato vincitore, pur rispettando i termini previsti, presenta un costo di generazione diverso rispetto a quello rilevato durante l'asta, a causa di ulteriori adempimenti tecnici non previsti richiesti dall'Amministrazione durante il procedimento (si pensi ad esempio ad una riduzione di potenza, alla richiesta di costruzione di una rete di teleriscaldamento ecc.). Essendo così il valore di incentivazione insufficiente a remunerare la generazione, si crea una situazione il cui l'esercizio dell'impianto diventa economicamente non conveniente. Anche in questo caso possono venirsi a creare i presupposti per un contenzioso con l'Amministrazione.

In sintesi, la presenza di penali applicabili anche in caso di assenza di responsabilità direttamente imputabili ai titolari dei progetti, oltre ad introdurre un nuovo livello contenzioso nel già complesso scenario delle regolazione delle fonti rinnovabili, può rappresentare un ostacolo allo sviluppo di iniziative per cui l'accesso agli incentivi avviene attraverso le succitate procedure d'asta.

IV: Rassegna delle principali esperienze internazionali in materia di aste per le FER

I meccanismi di *bidding* competitivo ad asta sono già stati utilizzati, continuando ad esser presenti in taluni casi, in diversi paesi europei ed extra-europei.

Una rassegna condotta da A. Lorenzoni e A. Clo¹² consente di riassumere le principali caratteristiche e gli esiti dei sistemi di incentivazione ad aste adottati in 6 paesi.

Le prime esperienze rilevanti in materia di aste si sono riscontrate in Gran Bretagna durante gli anni '90 con il meccanismo degli NFFO (*Non Fossil Fuel Obligations*): con il fine di iniziare un processo di *decarbonisation* nell'industria energetica britannica, tra il 1992 e il 1998 furono indette 5 aste per l'assegnazione di incentivi alle fonti rinnovabili¹³, per un contingente di potenza pari a 3271 MW. L'assenza di previsioni di penali per la mancata realizzazione degli impianti, connessa al fatto che non fosse richiesto alcun tipo di adempimento in termini autorizzativi per poter partecipare alle aste, ha condotto il meccanismo al fallimento, con una bassissima percentuale (25%) di impianti realizzati sul totale della potenza messa a disposizione.

Anche in Francia esistono esempi, di carattere sporadico e non sistematico, di applicazione di aste, soprattutto per l'incentivazione di impianti a biogas/biomasse di potenza superiori ai 12 MW di potenza e di impianti eolici negli insediamenti d'oltremare. Recentemente è stato proposto un meccanismo di incentivazione di tipo *tender* anche per il fotovoltaico a terra, al momento però ancora oggetto di consultazione. Sino ad oggi, su un totale di potenza messa ad asta (1000 MW), la Commissione di Regolazione dell'Energia (CRE) ha selezionato per la realizzazione solo il 28% dei progetti presentati.

Fuori dall'Europa, le esperienze più significative di aste si hanno avute nelle due province canadesi dell'Ontario e del Quebec.

In Ontario, mediante l'adozione di un meccanismo RFP (*Request for Proposal*), furono assegnati, nel periodo 2004-2005, incentivi per un totale di 1250 MW di potenza eolica. Il meccanismo prevedeva che i progetti candidati (prima dell'autorizzazione) dovessero affrontare dapprima una selezione basata su criteri tecnici e finanziari, anche mediante la compilazione di una serie di questionari: solo in una seconda fase si sarebbe proceduto a una procedura di *bidding* competitivo, mediante la quale l'incentivo sarebbe stato attribuito a quelle iniziative che, passato il vaglio della prima selezione, avessero effettuato le offerte più basse. Nel 2009, anche a causa della lunghezza e dell'incertezza del processo, a questo meccanismo è subentrato un sistema di *feed-in tariff*.

¹² "Lo strumento delle aste per la promozione dell'energia rinnovabile. Alcuni elementi di riflessione per l'Italia". RIE, 2011.

¹³ Il programma prevedeva anche un contingente di potenza riservata agli impianti nucleari, non considerata nella rassegna.

Anche il Quebec ha utilizzato un meccanismo analogo: si nota tuttavia che, su un totale di 1000 MW di incentivi per impianti eolici assegnati nel 2003 nell'ambito del primo RFP, ad oggi risulta installata meno del 50% della potenza incentivabile.

In Brasile nel 2002, con l'ambizioso obiettivo di installare 5.500 MW di nuova potenza da fonti rinnovabili, è stato avviato un programma di supporto alla generazione elettrica da fonti rinnovabili (programma PROINFA). Nel 2006, data prevista per la conclusione del progetto, solo una iniziativa era in grado di avviare l'esercizio: in questo caso i principali ostacoli sono stati rappresentati dalla mancanza di requisiti finanziari da parte dei proponenti e dal vincolo imposto dal governo brasiliano secondo cui almeno 60% dell'impiantistica fosse prodotta da aziende locali. Nel 2003 ha avuto avvio una seconda fase del PROINFA, con cui venne introdotto un meccanismo di aste competitiva tra tutte le fonti¹⁴ e in cui venne rafforzato il vincolo di produzione di componenti di origine brasiliana, portato al 90%. Con riferimento alla sola tecnologia eolica, su 1422 MW di potenza incentivabile ad oggi risulta installato solo il 40%.

Nel 2003 anche la Cina ha avviato un programma di incentivazione ad aste per l'eolico on-shore (*Wind Concession Programme*). Nel periodo 2003-2008 sono state effettuate aste per l'assegnazione di 8800 MW: pur essendo consentita la partecipazione anche agli operatori stranieri, i 49 progetti vincitori sono stati tutti sviluppati da società cinesi (prevalentemente compagnie di stato). Anche in Cina, in sostituzione del sistema d'asta, nel 2009 è stato introdotto un meccanismo di *feed-in tariff*.

¹⁴ In un simile meccanismo, le tecnologie con un costo di produzione maggiore vengono evidentemente penalizzate.

V: Conclusioni: Il potenziale impatto sul sistema del meccanismo delle aste

L'analisi delle dinamiche degli scenari delle aste porta in entrambi i casi a esiti valutati non efficienti.

Nel caso in cui il previo ottenimento dell'autorizzazione rappresenti un requisito di accesso all'asta, il partecipante incorre nel rischio di non accedere al contingente di potenza incentivata e pertanto di non veder recuperati in alcun modo i costi sostenuti durante la complessa fase di sviluppo e di autorizzazione¹⁵. Vero è che il progetto potrà essere ripresentato ad un'asta successiva, dove però il rischio di restare esclusi avrà la stessa consistenza che nell'asta precedente (figura 6).

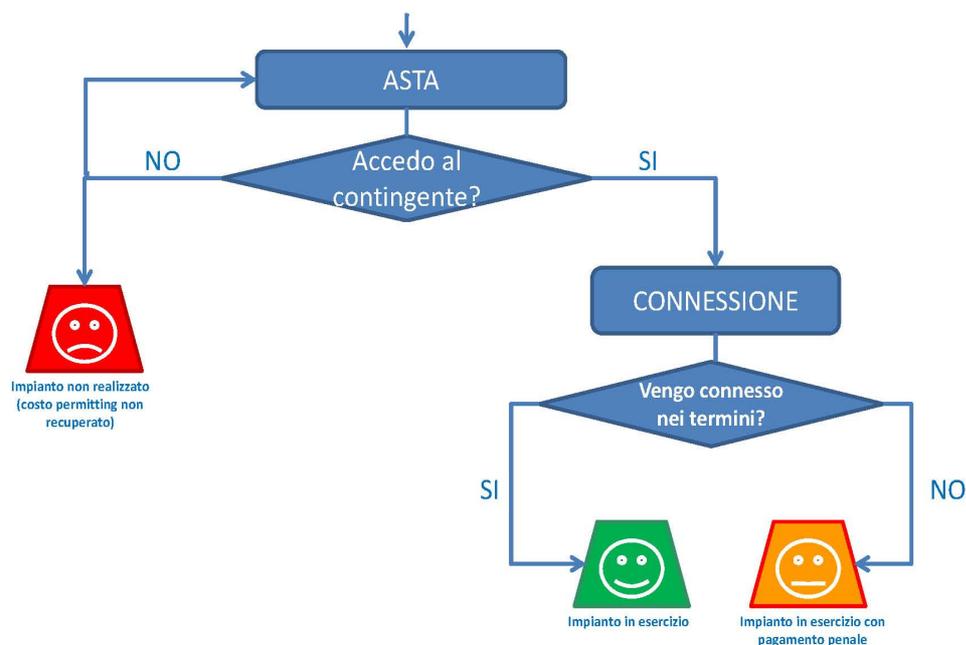


Figura 6: Diagramma di flusso di un'asta con AU come requisito di accesso.

¹⁵ Si pensi ai costi derivanti da eventuali campagne anemometriche (nel caso dell'eolico), progettazione finalizzata alla partecipazione ai processi autorizzativi, espletamento dei procedimenti ambientali e paesaggistici, etc.

Due sono le principali considerazioni che scaturiscono.

Adottando l'ottica dell'operatore, il concreto rischio di insuccesso nella procedura d'asta e il conseguente danno economico connesso al mancato recupero dei costi di sviluppo appare una condizione sufficiente a scoraggiare l'intrapresa di un'iniziativa per la quale sono previsti meccanismi di incentivazione ad asta.

Inoltre sarebbe particolarmente difficoltoso l'accesso al credito, data l'impossibilità di dimostrare agli istituti finanziatori non solo l'entità dell'incentivo, ma anche l'effettiva sussistenza della stessa: in tal caso non sarebbe neppure possibile disporre delle risorse necessarie per sviluppare i progetti e ottenere quell'autorizzazione che è il presupposto per la partecipazione alla aste.

Si prefigurerebbe pertanto una situazione in cui lo sviluppo delle iniziative al di sopra della soglia di accesso alla aste sarebbe ridotto al minimo, con una deviazione dal percorso di raggiungimento degli obiettivi al 2020, solo in parte compensata dalla concentrazione degli investimenti sugli impianti di piccola taglia esenti dalla partecipazione alle aste.

In aggiunta, i progetti che non rientreranno nel contingente incentivato potrebbero cercare di vendere le proprie autorizzazioni ad altri soggetti disposti ad accollarsi il rischio derivante dalla partecipazione alle aste, innescando quel commercio di titoli che, nello spirito del dlgs 28/11 e dei provvedimenti che l'hanno preceduto, si sembrava voler evitare.

Adottando invece l'ottica del pianificatore della politica energetica e delle amministrazioni competenti al rilascio delle autorizzazioni, non si può non rilevare che un siffatto meccanismo condurrà inevitabilmente a un quantitativo di potenza installata inferiore rispetto a quella autorizzata¹⁶. Tale esito preoccupa sotto due profili: in primo luogo gli indirizzi della politica energetica regionale, de facto sanciti con il rilascio delle autorizzazioni, verranno sconfessati dalla possibilità che gli impianti già autorizzati non entrino in esercizio; tale aspetto apparirebbe particolarmente problematico nel caso in cui, mediante il c.d. Burden Sharing, si dovessero attribuire obiettivi vincolanti per le Regioni, prevedendo conseguentemente sanzioni da irrogare in caso di mancato raggiungimento degli stessi: con quale buon diritto sarebbe infatti possibile sanzionare una Regione che abbia fatto tutto quanto nelle proprie possibilità per raggiungere gli obiettivi assegnati e non abbia potuto centrare gli stessi solo perché le iniziative, dalla stessa autorizzate, non siano risultate vincitrici delle aste per l'incentivazione?

D'altra parte, nel caso in cui si aprissero le porte delle aste anche a soggetti non autorizzati, si ingenererebbe una situazione affatto diversa, ma connotata dalla stessa inefficienza (figura 7).

¹⁶ Nello scenario Alfa ciò accade inevitabilmente, dal momento che tutti i partecipanti sono in possesso di AU e i vincitori sono sempre in numero inferiore rispetto ai partecipanti.

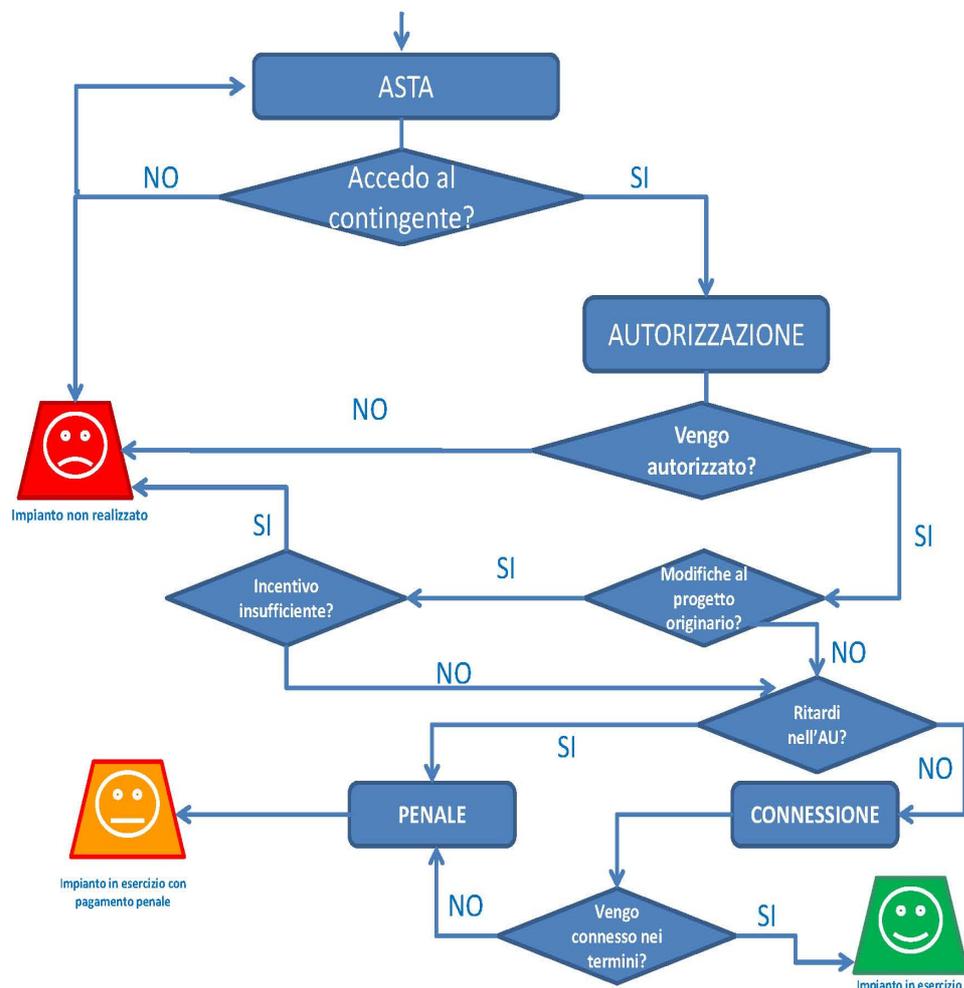


Figura 7: Diagramma di flusso di un'asta senza AU come requisito di accesso.

In questa configurazione le maggiori criticità si annidano nella questione dell'effettiva realizzazione degli impianti che hanno avuto accesso, mediante l'asta, al contingente di potenza incentivata.

Se il caso in cui non vengano previsti meccanismi di garanzia sufficientemente efficaci si presta a comportamenti opportunistici da parte di alcuni operatori (cfr. capitolo III), anche il caso in cui le garanzie sortiscano gli effetti auspicati non è esente da problematiche.

In effetti non vi potrà essere alcuna certezza che gli impianti che hanno ottenuto l'incentivo vengano dapprima autorizzati e successivamente realizzati. Se il blocco avvenisse in fase autorizzativa, del tutto iniqua

apparirebbe l'escussione delle garanzie o l'applicazione delle penali, giacchè non si potrebbero riscontrare effettive responsabilità in capo al proponente. Se invece in fase autorizzativa venisse posto come condizione al rilascio del titolo abilitativo l'apportamento di modifiche sostanziali al progetto che determinino, al momento dell'entrata in esercizio, un maggior costo di generazione rispetto a quello previsto in sede di asta, l'iniziativa sarebbe comunque destinata all'insuccesso. Infine eventuali ritardi, sia da parte dell'amministrazione competente al rilascio dell'AU sia da parte del gestore di rete, che comportino il mancato rispetto del termine per l'entrata in esercizio previsto collateralmente dalla disciplina delle aste, implicherebbero l'applicazione di una penale (che potrebbe consistere nell'escussione di parte della garanzia) che danneggerebbe il produttore.

Il comun denominatore delle situazione sopra elencato sarebbe comunque l'inevitabile insorgere di un nuovo livello di contenzioso tra operatori, amministrazioni e gestori di rete, eventualità questa tra le più indesiderabili.

In definitiva si giungerebbe comunque allo stesso effetto finale dello scenario precedente, in cui gli investitori tenderebbero senz'altro a privilegiare la realizzazione di impianti al di sotto della soglia di accesso alle aste.

Rispetto alle configurazioni esaminate nel presente documento, sembrerebbe invece offrire maggiori garanzie in termini di efficienza ed efficacia di funzionamento uno scenario di aste in cui oggetto della gara, insieme al diritto all'incentivazione, sia l'assegnazione di un sito (e conseguentemente anche dell'autorizzazione) predeterminato dal banditore: tuttavia dalla lettura del testo del dlgs. 28/2011, tale strada appare preclusa.

Sulla base delle considerazioni sopra riportate e sulla scorta dello scarso successo delle esperienze in materia di incentivazione mediante meccanismi di asta condotte in altri paesi UE ed extra UE consegue che il sistema delle aste non appare il più idoneo per perseguire quegli obiettivi di *"promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili in misura adeguata al raggiungimento del target al 2020 e di efficacia, efficienza e semplificazione"* che il dlgs 28/11 indica come scopo della strategia di incentivazione delle fonti rinnovabili.