

**PARERE DELL’AUTORITÀ DI REGOLAZIONE  
PER ENERGIA RETI E AMBIENTE  
IN RELAZIONE ALLO SCHEMA DI DECRETO INTERMINISTERIALE DI  
INCENTIVAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI  
ENERGETICHE RINNOVABILI, INVIATO CON COMUNICAZIONE DEL  
MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO DELL’8 NOVEMBRE 2018**

Gli incentivi previsti nello schema di decreto trasmesso dal Ministero dello Sviluppo Economico con la comunicazione dell’8 novembre 2018 (di seguito: schema di decreto FER) riprendono e aggiornano la struttura vigente e disciplinata dai precedenti decreti interministeriali 5 luglio 2012, 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016. Più in dettaglio i nuovi incentivi:

- nel caso di impianti fino a 100 kW (anziché 500 kW come previsto dal decreto interministeriale 23 giugno 2016), sono di tipo *feed in tariff* (cioè remunerano per intero la produzione netta di energia elettrica immessa in rete, che è nella disponibilità del GSE) e sono differenziati per fonte e potenza;
- nel caso di impianti di potenza superiore a 100 kW (anziché 500 kW come previsto dal decreto interministeriale 23 giugno 2016), sono di tipo *feed in premium* (cioè si sommano ai ricavi derivanti dalla vendita della produzione netta di energia elettrica immessa in rete, che rimane nella disponibilità del produttore) *variabile*, essendo calcolati come differenza oraria tra la cosiddetta “tariffa base” (differenziata per fonte e potenza) e il prezzo zonale orario. Tali incentivi possono essere applicati, su base volontaria, anche per gli impianti di taglia inferiore, in alternativa alla *feed in tariff*.

Con riferimento all’accesso ai meccanismi di incentivazione, lo schema di decreto FER non consente più l’accesso diretto, precedentemente previsto per impianti di più piccola taglia. Permane l’accesso mediante iscrizione a registro (per impianti di potenza fino a 1 MW, anziché 5 MW come previsto dal decreto interministeriale 23 giugno 2016) e a seguito di partecipazione a procedure competitive di aste al ribasso (per impianti di potenza superiore a 1 MW, anziché 5 MW come previsto dal decreto interministeriale 23 giugno 2016). Inoltre, separatamente nel caso dei registri e delle aste, lo schema di decreto FER definisce appositi contingenti in termini di potenza ammissibile agli strumenti incentivanti, differenziati per gruppi di fonti anziché per singole fonti come previsto dal decreto interministeriale 23 giugno 2016. Limitatamente al caso dei registri, viene anche definito un apposito contingente per impianti fotovoltaici i cui moduli siano installati in sostituzione di copertura di edifici su cui è operata la completa rimozione dell’eternit o dell’amianto. Rispetto al precedente decreto interministeriale 5 luglio 2012 di incentivazione dell’energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici, viene eliminato l’accesso diretto agli incentivi anche nel caso degli impianti fotovoltaici.

Si esprime anzitutto un generale apprezzamento per gli aspetti migliorativi introdotti nello schema di decreto FER, anche in recepimento delle numerose considerazioni

esposte in precedenti atti dell’Autorità, quali, da ultimo, la memoria 28 settembre 2017 sulla Strategia Energetica Nazionale 2017, 664/2017/I/com.

In generale lo schema di decreto FER, in considerazione della dimensione dei contingenti relativamente contenuta in relazione agli sfidanti obiettivi al 2030 in materia di incidenza percentuale del consumo finale coperto dalle fonti rinnovabili, rappresenta solo uno degli strumenti necessari ai fini del raggiungimento dei medesimi obiettivi.

Nel seguito vengono richiamati alcuni aspetti dello schema di decreto FER che, per quanto di competenza dell’Autorità, richiedono particolare attenzione e rispetto ai quali si ritiene opportuno esprimere il parere.

**1. Definizione della soglia di separazione tra *feed in tariff* e *feed in premium variabile***

Si condivide la revisione al ribasso rispetto al precedente decreto ministeriale, da 500 kW a 100 kW, della soglia al di sotto della quale l’energia elettrica immessa viene commercialmente ritirata dal GSE anziché rimanere nella titolarità del produttore. Tale previsione, infatti, aumenta la platea degli impianti in relazione ai quali i produttori partecipano direttamente al mercato dell’energia elettrica.

**2. Registri e procedure concorsuali per la selezione degli impianti incentivati**

Appare pienamente condivisibile l’estensione dell’allocazione degli incentivi attraverso aste competitive, riducendo la taglia minima di ammissione da 5 MW a 1 MW, essendo tale strumento il migliore per favorire la concorrenza fornendo adeguate garanzie sugli investimenti e ridurre in tal modo i costi per i consumatori. L’asta competitiva fornisce, infatti, un incentivo esplicito alla produzione di energia elettrica che, se gli offerenti sono liberi di fare offerte al ribasso senza limiti di prezzo, fa emergere il costo reale delle rinnovabili, favorendo al contempo le tecnologie più competitive e, pertanto, meno costose per i consumatori. Inoltre, tale meccanismo, ripetuto nel tempo per contingenti limitati, consente al Legislatore e al Regolatore di monitorare più opportunamente la riduzione del costo medio delle tecnologie e, quindi, di valutare il momento in cui tale strumento non sia più necessario. Tale intervento andrebbe nella direzione, più volte auspicata dall’Autorità, di estendere l’uso di incentivi espliciti nei confronti di configurazioni impiantistiche che ad oggi beneficiano di forme di incentivazione implicita e opaca. Tuttavia, per rendere l’asta pienamente efficiente, sarebbe necessario:

- a) rimuovere il *floor price* (o almeno ridurlo ulteriormente rispetto a quanto prospettato nello schema di decreto FER), al fine di consentire che eventuali riduzioni significative di costo legate ad evoluzioni tecnologiche o a particolari situazioni di mercato, rispetto alla “tariffa base” fissata nello schema di decreto, si traducano in corrispondenti riduzioni di costo per i consumatori;
- b) utilizzare come criterio di selezione la minore tariffa spettante richiesta e non la percentuale di riduzione richiesta rispetto alla tariffa base, ovvero, in alternativa,

prevedere che tutte le tipologie impiantistiche partecipanti all'asta, a parità di gruppo, abbiano la stessa tariffa base.

Altrettanto condivisibile è la scelta di prevedere, nel caso dei registri (cioè nel caso di impianti, o relativi aggregati, aventi potenza inferiore a 1 MW), la possibilità di richiedere la riduzione della tariffa incentivante da applicare. Tuttavia la riduzione percentuale offerta sulla tariffa di riferimento e il conseguente valore della tariffa spettante non compaiono nei primi punti ai fini dell'individuazione delle priorità, a differenza di quanto succede nel caso delle aste. Si ritiene opportuno che i richiamati aspetti economici siano considerati prioritari rispetto a tutti gli altri, o, almeno, rispetto al collegamento elettrico tra l'impianto di produzione e le colonnine di ricarica (che potrebbero essere direttamente connesse alla rete pubblica) e rispetto agli aggregati, al fine di evitare forme di incentivazione implicita non controllabile e di contenere i costi degli strumenti incentivanti, e che il criterio di selezione sia basato sulla tariffa effettivamente spettante, ovvero sulla riduzione percentuale offerta solo nei casi in cui le tariffe base di tutte le tipologie e taglie di impianto appartenenti allo stesso gruppo siano uguali. Inoltre, anche in questo caso, sarebbe opportuno rimuovere o ridurre ulteriormente il *floor price*.

Peraltro la scelta di rimuovere il *floor price* dai registri e dalle aste è utile anche al fine di poter favorire ulteriori riduzioni dei valori delle tariffe incentivanti spettanti qualora le riduzioni automatiche dei valori delle tariffe incentivanti base di cui alla tabella 1.1 dell'Allegato 1 al predetto schema di decreto siano inferiori alle riduzioni dei costi impiantistici associati all'evoluzione tecnologica dei prossimi anni.

Infine, in relazione sia alle aste sia ai registri, si propone di sostituire, tra i criteri di priorità, la data di completamento della domanda di partecipazione alla procedura con la data di ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione dell'impianto, elemento più idoneo a qualificare l'attività del soggetto proponente.

### **3. Definizione dei contingentati incentivabili**

Più in generale, al fine di favorire uno sviluppo coerente e razionale del settore e di massimizzare la penetrazione delle fonti rinnovabili garantendo un'efficiente allocazione delle risorse non solo economiche, ma anche connesse all'utilizzo del territorio e della rete, aspetti tutti da considerare se si vogliono raggiungere gli sfidanti obiettivi al 2030, sarebbe opportuno avviare delle azioni finalizzate a realizzare studi (e a mantenerli aggiornati) volti ad individuare il miglior mix di fonti rinnovabili in ciascuna area del Paese in relazione al profilo e alla distribuzione dei carichi, alla disponibilità delle fonti rinnovabili e al profilo orario degli impianti che dovrebbero sfruttare le predette fonti, nonché alla disponibilità di infrastrutture di trasporto, ovvero alla necessità di un loro potenziamento, dimensionando così i contingentati in funzione delle necessità nel tempo e dello stato delle infrastrutture e al tempo stesso garantendo uno sviluppo armonico, coordinato e, in ultima analisi, efficiente del sistema elettrico. Si ritiene pertanto opportuno che i contingentati, sia per le aste sia per i registri, siano differenziati per fonte ed eventualmente anche per area geografica, al fine di tenere

conto delle caratteristiche della rete e del sistema elettrico. Infatti gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati dalle diverse fonti rinnovabili, oltre a diversi costi di produzione, hanno un impatto diverso sul sistema elettrico e sui mercati elettrici (ad esempio, la produzione da impianti eolici è molto più concentrata, in termini spaziali, rispetto alla produzione da impianti fotovoltaici; viceversa, in termini temporali, la produzione fotovoltaica è concentrata nelle medesime ore diurne, mentre la produzione eolica può essere maggiormente distribuita nelle ore del giorno e della notte). È quindi importante conoscere *ex ante* come tali impianti di produzione vengano dislocati sul territorio, per valutare il conseguente impatto sui mercati, sul dispacciamento e sulle reti elettriche, al fine di poter intervenire con tempistiche adeguate nell'implementare logiche di gestione finalizzate a massimizzare la penetrazione della generazione da fonti rinnovabili minimizzando al contempo i costi sistemici.

Inoltre la partecipazione di tecnologie differenti alla medesima procedura concorsuale non rappresenta in ogni caso un approccio "tecnologicamente neutro", anche in presenza di un criterio di selezione basato sulla tariffa spettante, in considerazione del fatto che, anche a parità di tariffa incentivante, il costo complessivo del sistema incentivante è differente in funzione della fonte (differenti sono in particolare il valore dell'energia elettrica prodotta e i costi di dispacciamento, questi ultimi correlati all'aleatorietà della fonte e alla realizzabilità degli impianti di produzione dove è disponibile la fonte anziché dove potrebbero essere maggiormente fruibili). Peraltro la definizione di contingenti separati per fonte e per area geografica potrebbe avvenire dopo aver interessato anche gli enti autorizzanti, affinché sia possibile sviluppare più velocemente le iniziative sia per quanto riguarda gli impianti di produzione sia per quanto riguarda le reti elettriche.

Si ritiene, più in generale, che per poter raggiungere gli sfidanti obiettivi entro il 2030, sia necessario prima identificare le aree del territorio in cui è possibile realizzare impianti di produzione, coinvolgendo gli enti autorizzanti e i gestori di rete, e poi definire i contingenti da mettere all'asta, differenziati per fonte e area geografica indirizzando gli operatori a sviluppare iniziative dove esse possono ragionevolmente essere completate in tempi coerenti con gli obiettivi da raggiungere e minimizzando gli impatti e i costi sul sistema.

#### **4. Restituzione, al GSE, della differenza positiva tra il prezzo di mercato e la tariffa incentivante**

Si condivide l'introduzione, nel caso di *feed in premium variabile*, della previsione secondo cui, qualora il prezzo di mercato sia più alto della tariffa incentivante, il produttore debba restituire la differenza al GSE (rendendo di fatto lo strumento incentivante simile a un contratto per differenza a due vie).

Allo scopo si ritiene opportuno, soprattutto in prospettiva, definire una forma di tutela, nei confronti del GSE, del rischio di controparte che si genererebbe nei casi in cui i produttori si trovassero stabilmente a riconoscere al GSE la differenza tra il prezzo

zonale e le tariffe incentivanti. Al fine di contenere gli oneri che deriverebbero dall'adozione delle più tradizionali forme di garanzia, si potrebbe prevedere che, in caso di inadempienza da parte del produttore e sotto opportune condizioni, il GSE acquisisca il titolo, in tutto o in parte, - ad esempio diventando di diritto utente del dispacciamento del relativo punto di immissione - dell'energia elettrica immessa dall'impianto di produzione affinché possa trattenere i ricavi di vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dal medesimo impianto a ristoro del credito.

## **5. Rifacimenti**

Si ritiene che il tema dei rifacimenti, con l'eventuale aumento della potenza installata, debba essere oggetto di una dettagliata analisi anche in ragione del fatto che, per alcune delle tecnologie oggetto di incentivazione nel decreto, i siti con il maggior potenziale in termini di sfruttamento delle risorse rinnovabili appaiono oggi utilizzati da impianti che, pur essendo da molti anni in esercizio e aventi tecnologie impiantistiche in parte superate, percepiscono ancora incentivi statali.

Il rifacimento di questi impianti tramite l'utilizzo delle tecnologie più recenti potrebbe permettere un migliore sfruttamento delle risorse rinnovabili con un incremento significativo della relativa produzione elettrica, nonché la fornitura dei servizi di rete che faciliterebbero l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico. In tale ottica si potrebbe prevedere che possano partecipare alle procedure concorsuali anche progetti di rifacimento autorizzati relativi ad impianti tuttora incentivati, per poi selezionare quelli che risultano in posizione utile nella graduatoria e che al tempo stesso hanno richiesto una tariffa spettante inferiore al valore (opportunamente stimato) dell'incentivo a cui avrebbe avuto diritto l'impianto nel regime precedente il rifacimento.

Tenendo conto di quanto sopra detto e delle informazioni disponibili in merito alla potenza delle iniziative (ivi inclusi i rifacimenti) che potrebbero avvalersi dei nuovi strumenti incentivanti, si potrebbe valutare se sia più efficiente definire un unico gruppo per nuovi impianti, potenziamenti e rifacimenti ovvero mantenere i gruppi distinti al fine di semplificare le procedure ed aumentare la concorrenzialità.

## **6. Power Purchase Agreement (PPA)**

I contratti di lungo termine o *Power Purchase Agreement* (PPA) appaiono uno strumento utile e potrebbero contribuire allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Tuttavia, in relazione alle specifiche previsioni inserite nello schema di decreto e in particolare per quanto riguarda la piattaforma per i contratti a lungo termine per le fonti rinnovabili, si ribadiscono le perplessità già espresse nella memoria 664/2017/I/com.

La stipula di contratti di lungo termine comporta rischi rilevanti legati principalmente agli andamenti dei prezzi di mercato nel lungo termine, a loro volta influenzati non solo dalle dinamiche di mercato ma anche da scelte rilevanti di carattere regolamentare (si

pensi ad esempio agli strumenti di incentivazione delle fonti rinnovabili, ivi incluse quelle riguardanti le emissioni climalteranti) difficilmente sopportabili dagli operatori, se non per porzioni limitate del loro portafoglio.

Un ulteriore elemento di rischio rilevante è legato alle differenze tra i profili di immissione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili e i profili di prelievo dei clienti finali controparti dei contratti (o ai profili dei prodotti standard negoziabili sulle piattaforme di mercato) che devono essere gestite nel mercato. Tali rischi rendono particolarmente complessa la struttura dei PPA e richiedono l'intervento di soggetti terzi, rispetto al produttore/venditore e al cliente finale/acquirente, in grado di gestirli.

Quanto sopra richiamato ha portato, nei casi in cui sono stati effettivamente conclusi contratti di lungo termine legati a produzioni da fonti rinnovabili (prevalentemente da fonte eolica), a schemi contrattuali molto complessi e costruiti intorno alle esigenze specifiche dei contraenti.

Le piattaforme di negoziazione hanno, invece, la principale finalità di ridurre i costi di transazione e sono efficaci per transazioni facilmente standardizzabili e di piccole dimensioni (sulle quali l'incidenza di tali costi è più significativa). Rischia pertanto di essere poco o per nulla efficace una piattaforma di mercato quale quella delineata nello schema di decreto predisposta dal GME; data la peculiarità, la complessità e, presumibilmente, la scarsa numerosità di siffatte contrattazioni, appare preferibile promuovere l'incontro bilaterale tra le parti, eventualmente previa manifestazione pubblica (ad esempio, sul sito internet del GSE, in quanto soggetto che rilascia le qualifiche) dei produttori interessati a contrattazioni di lungo termine dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Per i medesimi motivi non appare opportuno, né necessario, la definizione di schemi contrattuali standard da parte dell'Autorità.

Più in generale, se da un lato i PPA conclusi a condizioni di mercato possono certamente contribuire al raggiungimento degli obiettivi di progressiva decarbonizzazione del settore, i meccanismi di asta con orizzonti temporali sufficientemente lunghi (quali quelli gestiti dal GSE), restano verosimilmente il principale strumento per consentire il raggiungimento degli obiettivi sfidanti che il sistema europeo si è posto. La necessità di definire obiettivi specifici sia in termini di tecnologie necessarie che di distribuzione sul territorio sembra infatti supportare l'adozione di soluzioni che, riducendo i rischi per gli operatori sul periodo di vita utile degli investimenti, consentono il raggiungimento degli obiettivi al minor costo.

Potrebbe anche essere opportuno valutare la possibilità di rinviare a un successivo provvedimento le disposizioni afferenti ai PPA, al fine di definirne le specificità nel modo più efficace in funzione degli obiettivi che si intende perseguire.

## **7. Ulteriori commenti e osservazioni di dettaglio**

Nel seguito, per completezza e in aggiunta a quanto sopra esposto, vengono riportati commenti puntuali ad alcune parti dello schema di decreto FER:

- all'articolo 2, comma 1, lettera c), la definizione di “*impianto fotovoltaico con moduli collocati a terra*” appare superflua in quanto non viene mai utilizzata. Se anche dovesse essere mantenuta, si ritiene preferibile evitare che tali impianti siano individuati per differenza rispetto a quelli installati su edifici, serre, barriere acustiche o fabbricati rurali, pergole, tettoie e pensiline;
- all'articolo 3, comma 9, al fine di evitare comportamenti opportunistici, si potrebbe prevedere che i soggetti che hanno avuto accesso agli incentivi e che vi rinuncino al fine di operare integralmente sul libero mercato (verosimilmente quando i prezzi di mercato saranno stabilmente più elevati rispetto alle tariffe incentivanti) restituiscano gli “incentivi netti” appositamente calcolati al fine di tutelare il sistema elettrico, in particolare tenendo conto non solo dei contributi tariffari percepiti nel passato ma anche dei ricavi attesi dall'impianto nel periodo futuro fino al termine del periodo di incentivazione. Ciò al fine di evitare che lo strumento risulti asimmetrico garantendo in ogni caso un vantaggio che il produttore, tuttavia, non è in grado di valorizzare adeguatamente in fase di procedura concorsuale (è, cioè, un vantaggio che non può ragionevolmente tradursi in un maggiore ribasso della tariffa incentivante durante la presentazione dell'offerta).  
La restituzione degli “incentivi netti” potrebbe invece essere evitata qualora i soggetti che abbiano avuto accesso agli incentivi vi rinuncino al fine di effettuare interventi di integrale ricostruzione o di rifacimento totale degli impianti stessi: ciò consentirebbe di evitare che la lunga durata del periodo incentivante diventi un ostacolo a interventi finalizzati a promuovere il miglioramento tecnologico degli impianti;
- all'articolo 3, commi 10 e 11, si potrebbero evitare limitazioni alle potenze dei singoli impianti che costituiscono l'aggregato: non appare infatti chiaro il motivo per cui, ad esempio, all'aggregato ai fini della partecipazione alle aste possano partecipare solo impianti di potenza non inferiore a 20 kW e non superiore a 500 kW. Si ritiene inoltre opportuno precisare che tale aggregato rileva solo ai fini della richiesta di partecipazione ai registri o alle aste e non assume nessun rilievo in merito allo svolgimento della procedura per l'ottenimento degli incentivi (l'ammissione agli incentivi, cioè, deve essere comunque definita per ogni singolo impianto), né in merito alla partecipazione ai mercati dell'energia elettrica (gli aggregatori ai fini della richiesta di partecipazione ai registri o alle aste, cioè, non devono necessariamente coincidere con gli aggregatori ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia elettrica, poiché le finalità e i vincoli di aggregazione sono diversi). Tale previsione può avere, inoltre, il vantaggio di far rientrare nel meccanismo di incentivazione anche gli impianti fotovoltaici fino a 20 kW, consentendo di beneficiare di tali strumenti nel caso di iniziative che non possono accedere alle detrazioni fiscali;
- all'articolo 4, comma 1, lettera b), si dovrebbe rivedere, in riduzione, il numero dei giorni entro cui la graduatoria, in esito ai registri e alle aste, sia formata e pubblicata sul sito internet del GSE, al fine di garantire che tale graduatoria venga resa disponibile con sufficiente anticipo rispetto alla pubblicazione del bando

- successivo e di consentire agli operatori le valutazioni per una loro eventuale nuova partecipazione alle procedure per l'ammissione agli incentivi;
- all'articolo 6, comma 4, si potrebbe prevedere che l'erogazione degli incentivi sia sospesa in tutte le ore in cui i prezzi zonalari siano negativi (da quando essi saranno introdotti nei mercati italiani), e non solo se ciò dovesse avvenire per più di 6 ore consecutive: ciò al fine di non incentivare la produzione da fonti rinnovabili nelle ore in cui vi è un eccesso produttivo tale da determinare l'insorgere di prezzi negativi che, in tali ore, risulterebbero distorcenti;
  - all'articolo 7, comma 8, si evidenzia un errore materiale nell'indicare che i produttori che scelgano di mantenere l'energia elettrica nella propria disponibilità possano optare per il ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva;
  - all'articolo 9, comma 5, si ritiene eccessivamente penalizzante prevedere che il trasferimento a terzi di un impianto iscritto nei registri comporti la riduzione del 50% della tariffa spettante: il trasferimento a terzi non dovrebbe essere né vietato né penalizzato a parità di impianto. La presente considerazione trova applicazione anche in relazione all'analoga disposizione di cui all'articolo 14, comma 7, in merito al trasferimento a terzi di un impianto aggiudicatario di una procedura d'asta;
  - all'articolo 12, comma 5, non si ravvisano le motivazioni per cui, nel caso degli aggregati, vengano previsti requisiti meno stringenti per i soggetti partecipanti alle procedure d'asta nonché il dimezzamento della cauzione che deve essere versata a garanzia della qualità del progetto: indipendentemente dall'eventuale presenza di un aggregato, i progetti restano infatti distinti e possono presentare evoluzioni separate nel tempo. Peraltro l'aggregazione consente già di per sé un vantaggio in termini di accesso alle procedure per l'ottenimento degli incentivi;
  - all'articolo 16, si ritiene opportuno prevedere la partecipazione alle procedure di asta anche agli impianti ubicati in altri Stati terzi interconnessi all'Italia e con i quali la UE ha stipulato un accordo di libero scambio, anche se non confinanti geograficamente con l'Italia;
  - all'articolo 19, si ritiene opportuno definire anche gli oneri per lo sviluppo della piattaforma per la contrattazione di lungo termine dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, qualora tale piattaforma dovesse permanere e fermo restando quanto esposto nella parte generale del presente parere.

Infine si coglie l'occasione per evidenziare che l'onere burocratico connesso con le procedure autorizzative rappresenta un elemento di contrasto allo sviluppo delle rinnovabili sia in termini di costi vivi che i produttori devono sostenere sia in termini di rischiosità dell'attività svolta. In tal senso un'azione di semplificazione potrebbe permettere una riduzione sensibile del costo di incentivazione delle rinnovabili senza andare a detrimento della redditività degli investimenti in rinnovabili. Ciò appare ancor più evidente nel caso dei rifacimenti o più in generale delle realizzazioni su *brown fields* dove sarebbe ancor più opportuno e giustificato prevedere iter autorizzativi semplificati, che tengano conto della precedente esistenza sul medesimo sito di impianti di produzione di energia elettrica evitando, in particolare, di ripercorrere alcune parti del procedimento autorizzativo, quale ad esempio l'analisi di impatto ambientale, nel caso

in cui non sussistano sostanziali variazioni rispetto all'impianto di produzione preesistente.