

Consultazione 29 marzo 2022, DCO n.133/2022/R/eel

“Orientamenti per l’attuazione dell’articolo 15-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4, in merito a interventi sull’elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili”

Con il presente documento il Gruppo ERG intende esprimere le proprie osservazioni e il proprio contributo in merito alla consultazione in oggetto.

Considerazioni generali.

Il Gruppo ERG accoglie con favore la pubblicazione del documento di consultazione n. 133/2022/R/EEL per l’attuazione dell’articolo 15-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022 n. 4, coordinato con la legge di conversione 28 marzo 2022, n. 25 (di seguito l’ **“Articolo 15-bis”**), al fine, in particolare, di (i) definire i volumi di energia a cui si applica il meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell’energia elettrica, e (ii) quantificare le associate partite economiche, oggetto di compensazione con il GSE.

Si apprezza in particolare il tentativo dell’Autorità di risolvere, sotto il profilo applicativo, parte delle criticità e complessità insite nell’attuando Articolo 15-bis, formulando proposte che paiono in parte condivisibili. Cionostante, come già espresso in altre sedi, il Gruppo ERG ritiene che, in linea di principio, le disposizioni contenute nell’Articolo 15-bis non siano coerenti con la normativa dell’Unione Europea e che presentino svariati profili di illegittimità costituzionale. Per quanto ovvio, quindi, tali aspetti non potranno essere risolti e superati dall’Autorità in sede di implementazione.

In particolare, a nostro avviso, l’obiettivo dell’Articolo 15-bis di colpire il supposto extra-margine che i produttori da fonti rinnovabili starebbero asseritamente realizzando, mediante l’individuazione - in maniera apodittica - di un cd. “prezzo equo ante-crisi”, applicabile alla vendita (a mercato ovvero attraverso contratti di diritto privato stipulati tra le parti interessate) dell’energia elettrica prodotta da alcuni impianti rinnovabili, si rivela in radice discriminatorio e distorsivo. L’applicazione ex post, con effetto retroattivo, di un prezzo fisso di “natura amministrata”, ai contratti di somministrazione di diritto privato già stipulati alla data di entrata in vigore dell’ Articolo 15-bis implica effetti distorsivi della concorrenza e lede in modo evidente la sfera di autonomia e di libertà negoziale delle parti private nella determinazione del contratto. È del tutto manifesto infatti come, per quanto la situazione contingente del mercato di riferimento sia straordinaria, tali ambiti non possano essere compressi in modo così irragionevole.

A ciò si aggiunga il fatto che ad essere colpiti sono i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili, indispensabili per la realizzazione degli obiettivi della transizione energetica ed essenziali per diminuire

la dipendenza energetica del nostro Paese, tema sempre più cruciale anche alla luce della crisi internazionale in corso.

Fatte queste doverose premesse di carattere generale, e senza pregiudizio alcuno per eventuali iniziative di tutela che le società del Gruppo ERG si riservano di avviare a valle dell'emanazione del provvedimento applicativo finale da parte di codesta Autorità, evidenziamo a seguire i principali aspetti che, almeno sotto il profilo tecnico, riteniamo che dovrebbero essere modificati e/o chiariti in sede di attuazione della disposizione.

Per completezza, si precisa che i diversi temi sono qui di seguito esposti in ordine di importanza.

Sui contratti di fornitura, il concetto di portafoglio ed il gruppo societario.

L'identificazione dei contratti di fornitura "ammissibili", conclusi prima del 27 gennaio 2022, e dell'ambito societario di portafoglio a cui sono associabili tali contratti, rappresentano i temi che a nostro avviso meritano maggiore attenzione.

Se da un lato il documento posto in consultazione evidenzia lo sforzo dell'Autorità di contemplare la complessità e la varietà dei contratti esistenti attraverso l'ammissione, ai fini del computo del prezzo medio, dei contratti (I) di natura finanziaria; (II) di quelli non siglati in via diretta dal produttore; e (III) di quelli che rispondono a logiche di portafoglio di gruppo societario, dall'altro - sul piano applicativo - il documento manca di tutta una serie di riferimenti e dettagli necessari alla determinazione inequivocabile de: a) il prezzo medio di cessione di tali contratti, da confrontare con il prezzo di riferimento stabilito dall'Articolo 15-bis e b) il perimetro di applicazione dell'Articolo 15-bis sotto il profilo del volume di energia associabile ai contratti afferenti all'impianto "inciso".

Nello specifico, l'applicabilità dell'esenzione ai contratti di natura finanziaria, se rispettate le condizioni previste al comma 7 dell'art. 15-bis, postula che tale tipologia di contrattualistica debba essere assimilata ai contratti di tipo fisico e pertanto che la metodologia di calcolo del prezzo medio di cessione e dei volumi di energia da escludere o ricomprendere nel meccanismo di restituzione, debba essere articolata in modo tale da prendere in considerazione le peculiarità della contrattualistica finanziaria stessa (come proposto nelle Linee guida in allegato sub 1).

Sul funzionamento del meccanismo di restituzione su base oraria.

Riguardo ai volumi di energia elettrica immessa dagli impianti soggetti alla normativa in esame, occorre considerare la peculiarità del profilo di produzione delle fonti rinnovabili non programmabili e quindi la non completa coincidenza, su base oraria, tra l'energia elettrica immessa da un determinato impianto rinnovabile (ad esempio a fonte eolica) e il volume di energia associabile al relativo contratto di fornitura

di tipo “baseload”. L’orizzonte di calcolo a livello orario non permette, infatti, di tener conto della necessità del produttore eolico di acquistare sul mercato elettrico l’energia non prodotta dall’impianto, ciò al fine di garantire, per ciascuna ora, il profilo *baseload* oggetto del contratto con l’acquirente.

L’applicazione del meccanismo di restituzione su base oraria non permette di tenere in considerazione la suddetta peculiarità, dal momento che il produttore sarebbe chiamato a restituire un corrispettivo differenziale, senza tenere conto della quota parte di energia effettivamente immessa e degli oneri di “copertura del profilo baseload” nell’ora di riferimento. In breve il produttore sarebbe esposto, in tal caso, ad una illegittima penalizzazione dovendo restituire un margine che potrebbe non aver in realtà conseguito.

Sul calcolo della restituzione ed i contratti di fornitura sia fisici e finanziari.

Dall’analisi del documento di consultazione non emerge come la metodologia di calcolo dell’eventuale restituzione dell’Articolo 15-bis possa essere applicata ad una fattispecie completamente diversa, quale quella dell’energia elettrica riferibile ai contratti di fornitura sia fisici che finanziari. Infatti, tali contratti, per loro natura, si estendono su un orizzonte temporale diverso, a volte pluriennale (ma sicuramente non orario), e ciò in ragione della loro finalità di copertura, su periodi temporali più lunghi, dalle fluttuazioni del prezzo dell’energia elettrica *spot*.

Rispetto a tale casistica risulterebbe più coerente una metodologia di calcolo che contempli il confronto con un prezzo medio contrattuale e una quantità di energia quanto meno definiti sull’intero periodo (1 febbraio - 31 dicembre 2022) preso in considerazione dall’Art. 15-bis, o al più su base mensile. Tale metodologia sarebbe, oltretutto, più coerente con i valori dei prezzi di riferimento indicati nella Tabella dell’Art. 15-bis, ragionevolmente determinati sulla base di un “periodo di osservazione” pluriennale (i.e. 2010-2020).

Sui contratti di portafoglio ed il perimetro di applicazione.

Nel caso in cui i contratti di fornitura siano contratti di “portafoglio” (cioè associabili alla produzione di una pluralità di impianti) e a prezzo fisso con indice di riferimento pari al Prezzo Unico Nazionale (PUN), per coerenza con il criterio di calcolo del prezzo di riferimento (di cui all’Articolo 15-bis), il prezzo dell’insieme di tali contratti dovrebbe essere determinato per l’intero periodo considerato (1 febbraio-31 dicembre 2022), come somma di: (I) prezzo medio delle coperture; (II) CCT consuntiva, tenendo conto al contempo dell’(III) effetto profilo dell’impianto (come meglio specificato nelle Linee Guida di cui al punto S.1 successivo).

Quanto al perimetro di applicazione, in presenza di contratti di portafoglio, è indispensabile che si faccia riferimento alle posizioni contrattuali facenti capo ad un unico centro giuridico di imputazione, coincidente con il Gruppo societario¹.

Nell'applicazione del meccanismo di restituzione, occorre quindi considerare i prezzi dei contratti sottoscritti con soggetti terzi rispetto alle società del Gruppo societario a cui il singolo impianto di produzione appartiene e non, invece, i contratti conclusi infragruppo, ossia dalle società produttrici di energia elettrica (le "SPV") con società facenti parte dello stesso Gruppo societario.

Infatti, i prezzi dei contratti sottoscritti tra le SPV ed altre società dello stesso Gruppo societario, non sono rappresentativi del reale ricavo generato dalla vendita di energia elettrica e conseguito in termini di "Gruppo" e per tale ragione non possono essere oggetto del meccanismo di restituzione previsto dalla disposizione dell'Art.15-bis. In difetto, si avrebbe una penalizzazione per l'operatore del tutto irragionevole ed incoerente con la logica alla base della disposizione.

Infine, per disciplinare il caso in cui vi siano più contratti riferibili ad un dato portafoglio di impianti, sarebbe necessario stabilire un criterio per associare l'energia sottesa ai contratti afferenti agli impianti del portafoglio.

In proposito, l'Autorità afferma che in assenza di esplicite diverse informazioni documentali, sarebbe opportuno assumere che ciascun contratto afferisca pro quota a ogni impianto di produzione facente parte del portafoglio, senza specificare però se l'allocazione pro quota debba essere basata sulla capacità installata dall'impianto in questione o sulla produzione afferente allo stesso.

Poiché la capacità è un valore che non tiene debitamente conto delle caratteristiche peculiari di producibilità degli impianti, su cui invece sono basate le coperture effettuate dagli operatori, si propone di effettuare l'allocazione pro quota rispetto alla produzione dell'impianto a cui i contratti di portafoglio afferiscono.

Inoltre, considerata la finalità dei contratti di copertura, è ragionevole assumere che tali contratti siano considerati come conclusi innanzitutto per coprire dal rischio di volatilità dei prezzi dell'energia la produzione merchant degli impianti, cioè quella produzione che è più soggetta alla volatilità dei prezzi in considerazione del fatto che non gode di incentivi (o non ne gode più) o ancora, come nei meccanismi di tipo *feed in premium*, pur in presenza di un incentivo è esposta al rischio alle fluttuazioni del mercato.²

¹ Per "Gruppo societario" si intendono tutte le società controllanti, controllate o controllate dalle medesime controllanti secondo la nozione di "controllo" di cui all'art. 2359 del Codice civile.

² Nel caso specifico per il Gruppo ERG il volume complessivo dei contratti di portafoglio non collegati al prezzo spot è tale da coprire interamente la produzione prevista per gli impianti oggetto dell'Art. 15-bis e quindi al fine del calcolo della restituzione non si applica il prezzo spot.

Sugli oneri relativi al funzionamento dei servizi ausiliari ed agli sbilanciamenti.

Infine, si ritiene opportuno esprimere un'ultima considerazione in merito al tema dei prezzi da considerare ai fini del calcolo della differenza da restituire al GSE. A tale riguardo si reputa che nella determinazione del prezzo di riferimento, e conseguentemente degli asseriti extra margini che i produttori starebbero realizzando, si dovrebbe tener conto anche degli oneri afferenti ai servizi ausiliari di generazione e degli oneri di sbilanciamento, che per le fonti programmabili rappresentano una voce di costo importante e crescente rispetto al periodo "ante-crisi".

Dal momento che i prezzi di riferimento indicati nella Tabella dell'Art. 15-bis non tengono conto di tali componenti, si chiede all'Autorità di valutare la possibilità di contemplarne la computazione nella determinazione delle partite economiche oggetto di regolazione.

*** **

Osservazioni puntuali.

Si riportano nel seguito le risposte più puntuali ai singoli quesiti posti in consultazione, in buona parte già rappresentate nelle Considerazioni generali e che debbono intendersi replicati *per relationem*.

S.1 Si ritiene che siano sufficientemente puntualizzati i contenuti minimi della dichiarazione di cui all'articolo 15-bis, comma 2, del decreto-legge 4/22? Quali altri elementi o specifiche è utile che siano inseriti? Perché?

Per quanto attiene al merito dei contenuti minimi della dichiarazione si precisa quanto segue.

Con riferimento al prezzo medio indicato nei contratti di fornitura (sia fisici che di copertura finanziaria), si condivide la proposta dell'Autorità contenuta al paragrafo 3, lettera c) punto 2) del documento di consultazione di prevedere che venga definito un prezzo medio di cessione dell'energia elettrica unico per l'insieme dei contratti a cui è "associabile" l'energia elettrica immessa dall'impianto di produzione soggetto alla normativa in parola, e pari alla media dei prezzi orari di ogni contratto, ponderata sulle rispettive quantità orarie di energia regolate dal relativo contratto.

In proposito, si ribadisce che in analogia al prezzo di riferimento (di cui alla Tabella dell'Art. 15-bis) che, presumibilmente, è rappresentativo di un valore medio calcolato su un periodo pluriennale, anche il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica relativo alla pluralità dei contratti che disciplinano la fornitura dell'energia elettrica immessa dall'impianto di produzione dovrebbe essere calcolato sull'intero periodo 1 febbraio - 31 dicembre 2022. Tale prezzo dovrebbe essere considerato non solamente ai fini dell'identificazione della quota di energia a cui applicare la restituzione, ovvero per

determinare se il prezzo medio dell'insieme dei contratti che afferiscono all'impianto in esame sia superiore o meno del 10% rispetto al prezzo di riferimento, ma anche ai fini del calcolo dell'eventuale restituzione, che, per diminuire gli oneri burocratici e gestionali in capo agli operatori, dovrebbe essere effettuata alla fine del periodo in parola (1 febbraio-31 dicembre 2022), e non su base mensile come invece proposto dall'Autorità.

Infine, nel caso in cui i contratti di fornitura con prezzi non collegati all'andamento dei prezzi dei mercati spot dell'energia siano contratti di portafoglio a prezzo fisso con indice di riferimento pari al Prezzo Unico Nazionale (PUN), per coerenza con il criterio di calcolo del prezzo di riferimento (di cui alla Tabella dell'Art. 15-bis), il prezzo dell'insieme di tali contratti dovrebbe essere determinato per l'intero periodo considerato (1 febbraio-31 dicembre 2022), come somma di: (I) prezzo medio delle coperture; (II) CCT consuntiva, tenendo conto dell'(III) effetto profilo dell'impianto.

Al fine di contribuire fattivamente allo scopo, si avanza una proposta di linee guida (in allegato) che tiene conto degli elementi sopra evidenziati.

S.2 Si ritiene sufficiente la tempistica di 30 giorni per la predisposizione della dichiarazione?

Si ritiene che la tempistica di 30 giorni per la predisposizione della dichiarazione non sia adeguata e sufficiente per dare un riscontro completo ed esaustivo, tenuto conto della complessità dei contratti rientranti nell'ambito di applicazione della normativa in esame. Pertanto, si propone in alternativa di prevedere una tempistica minima di 60 giorni.

S.3 Si ritiene che siano sufficientemente puntualizzati gli elementi per identificare la quota di energia elettrica immessa nel periodo 1 febbraio 2022 – 31 dicembre 2022, per la quale l'articolo 15-bis del decreto-legge 4/22 trova concreta applicazione? Quali altri elementi o specifiche è utile che siano riportati? Perché?

Come espresso nelle considerazioni di carattere generale, la determinazione della quota di energia elettrica immessa dovrebbe essere riferita a tutto il periodo considerato (1 febbraio 2022 – 31 dicembre 2022) e non a livello orario e con una unica dichiarazione e rendicontazione a consuntivo (ut supra); questo sia per tenere conto della differenza tra il profilo dei volumi contrattuali rispetto ai volumi immessi in rete dal singolo impianto soggetto alla normativa in esame, sia per garantire la coerenza nei metodi di calcolo, semplificando la relativa dichiarazione, rendicontazione e verifica.

S.4 Si ritengono necessarie altre puntualizzazioni in merito alla quantificazione delle partite economiche oggetto di regolazione con il GSE, nonché alle relative tempistiche e modalità di applicazione? Quali e perché?

In merito alla quantificazione delle partite economiche, si osserva che, nella determinazione dei volumi ai quali si applica il meccanismo di restituzione, non si tiene conto:

- degli oneri di sbilanciamento a carico dei produttori;
- dei costi per acquistare, a prezzo di mercato, l'energia elettrica necessaria all'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione.

L'impatto degli oneri afferenti a tali voci di costo in capo ai produttori dovrebbe essere computato nell'ambito del meccanismo di restituzione, tenuto conto che la disposizione dovrebbe incidere sull'effettivo profitto afferente all'impianto rinnovabile considerato. Peraltro tali oneri registrano un significativo incremento rispetto al periodo ante-crisi, in conseguenza dell'aumento dei prezzi.

Per quanto concerne le tempistiche, si propone una dichiarazione, rendicontazione e regolazione unica a fine periodo invece che una regolazione mensile con acconto e conguaglio.

S.5 Si ritiene preferibile prevedere che, almeno nei casi più complessi caratterizzati dalla presenza di contratti articolati, il calcolo delle partite economiche sia effettuato dai produttori e reso disponibile, con cadenza mensile, al GSE per proprie verifiche?

Condividiamo l'approccio dell'Autorità nel demandare il calcolo delle partite economiche agli stessi produttori per tutti i contratti. Ad ogni modo, come già espresso nelle considerazioni generali, reputiamo che il principio di rendicontazione mensile non sia idoneo a rappresentare il presunto extra margine realizzato dai produttori in esame.

*** **

Allegati:

- All. 1 - Linee guida per la determinazione del "Prezzo di mercato"

Consultazione 29 marzo 2022, DCO n.133/2022/R/eel

“Orientamenti per l’attuazione dell’articolo 15-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4, in merito a interventi sull’elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili”

Allegato 1

Linee guida per la determinazione del “Prezzo di mercato”

-

(Art. 15bis, comma 3b - DL 27 gennaio 2022, n. 4, come convertito da LEGGE 28 marzo 2022, n. 25)

Ai fini della determinazione dei prezzi dei contratti di fornitura stipulati prima del 27 gennaio 2022 (rif. comma 3.b.1, comma 3.b.2, comma 7), si procede a determinare un unico prezzo relativo al periodo febbraio 2022 - dicembre 2022 (di seguito “Periodo”) riferibile all’energia immessa dagli impianti oggetto della disciplina in parola (di seguito “Prezzo di mercato”) mediante la seguente procedura.

- A. Nel caso in cui i contratti di fornitura non collegati all’andamento dei prezzi dei mercati spot dell’energia siano contratti di portafoglio e con prezzi determinati con riferimento al Prezzo Unico Nazionale (PUN), il prezzo dell’insieme di tali contratti per essere “coerente con il criterio di calcolo [...] adottato dall’articolo 15-bis, comma 3, lettera a), del decreto-legge 4/22 per la determinazione del prezzo di riferimento” deve essere calcolato come somma di:
1. Prezzo medio coperture, espresso in €/MWh, unico e valido per il Periodo;
 2. CCT consuntiva, espresso in €/MWh, unico e valido per il Periodo;
 3. Effetto profilo dell’impianto, espresso in €/MWh, unico e valido per il Periodo.

Dove:

- 1) Prezzo medio coperture

È definito come la media oraria pesata sulle quantità contrattuali oggetto dei singoli contratti “c” nel Periodo:

$$P_{contratti\ ptf} = \frac{\sum_{h=1}^{nh} (\sum_{c=1}^{nc} Prezzo_{c,h} * Volume_{c,h})}{\sum_{h=1}^{nh} (\sum_{c=1}^{nc} Volume_{c,h})}$$

Dove:

- $Prezzo_{c,h}$ prezzo previsto dal contratto c per l’ora h [€/MWh];
- $Volume_{c,h}$ volume previsto dal contratto c per l’ora h [MWh];

- nc rappresenta il numero di contratti riferibili all'energia immessa dall'impianto i , in logica di portafoglio;
- nh = numero di ore del Periodo;

Nel caso di contratti di fornitura di tipo finanziario il $Volume_{c,h}$ sarà pari al volume di contratto ed il $Prezzo_{c,h}$ sarà pari al prezzo di contratto rispetto al quale viene calcolata la differenza di prezzo da regolare tra le parti.

Nel caso del Gruppo ERG (*) tutti i contratti in oggetto sono di tipo baseload, ovvero con volumi e prezzi costanti per ogni ora nella durata del singolo contratto; pertanto, tale calcolo è equivalente ad una media del prezzo dei contratti pesata sul volume dei contratti stessi.

2) CCT consuntiva

È pari alla media aritmetica della CCT della zona di mercato in cui si trova il singolo impianto "i":

$$CCT_i = \frac{\sum_{h=1}^{nh} CCT_{Zona(i),h}}{nh}$$

Dove:

- $CCT_{Zona(i),h}$ CCT della zona di mercato dell'impianto i per l'ora h [€/MWh], pari alla differenza tra Prezzo MGP della Zona di mercato dell'impianto i per l'ora h e Prezzo Unico Nazionale (PUN) per l'ora h ;
- nh = numero di ore del Periodo;

3) Effetto profilo

è calcolato come:

$$Effetto\ profilo_i = \frac{\sum_{h=1}^{nh} Pm_{gpZona(i),h} * Imm_{i,h}}{\sum_{h=1}^{nh} Imm_{i,h}} - Pm_{gpZona(i),Periodo}$$

Dove:

- $Pm_{gpZona(i),h}$ Prezzo MGP della Zona di mercato dell'impianto i per l'ora h [€/MWh];
- $Imm_{i,h}$ Energia immessa in Rete dall'impianto i nell'ora h [MWh];
- nh = numero di ore del Periodo;
- $Pm_{gpZona(i),Periodo}$ Prezzo MGP medio aritmetico della Zona di mercato dell'impianto i per il Periodo [€/MWh];

Il prezzo dell'insieme dei contratti associato all'impianto i $P_{CTR\ i}$ è dunque pari a:

$$P_{CTR\ i} = P_{contratti\ ptf} + CCT_i + Effetto\ profilo_i$$

A1. Nel caso in cui tutta l'energia immessa dall'impianto i sia coperta da contratti di vendita di portafoglio non legati al prezzo spot, il Prezzo di Mercato è pari al prezzo dell'insieme dei contratti associato all'impianto i , $P_{CTR\ i}$.

Pertanto in tale caso:

$$Prezzo\ di\ Mercato = P_{CTR\ i}$$

Il caso A1 è l'unico caso che si stima applicabile per il Gruppo ERG in quanto:

- 1) i contratti con prezzo medio di cessione non collegati al prezzo spot associati all'energia degli impianti del Gruppo oggetto della normativa in esame sono tutti contratti di portafoglio, non sono presenti contratti di tipo "Pay as Produced";
- 2) il volume complessivo di tali contratti è tale da coprire interamente la produzione prevista dagli impianti oggetto della normativa in esame nel Periodo.

Di seguito le altre possibili casistiche che non si stimano applicabili al Gruppo ERG.

A2. Nel caso in cui tutta o una parte della produzione non sia coperta da contratti di vendita di portafoglio, il Prezzo di Mercato è pari alla media tra il "Prezzo MGP Catturato" ed il $P_{CTR\ i}$ pesata sui rispettivi volumi del Periodo. Il volume da riferire al $P_{CTR\ i}$ sarà pari alla quota parte del volume afferibile a tali contratti riferito all'impianto i secondo quanto comunicato dal Produttore nella relazione tecnica $V_{CTR\ i}$; il volume da riferire al Prezzo MGP Catturato sarà pari alla differenza tra l'energia immessa nel Periodo e $V_{CTR\ i}$.

Pertanto in tale caso:

$$P_{mgp\ catt} = \frac{\sum_{h=1}^{nh} P_{mgp\ Zona(i),h} * Imm_{i,h}}{\sum_{h=1}^{nh} Imm_{i,h}}$$

$$\text{Prezzo di Mercato} = \frac{P_{CTR\ i} * V_{CTR\ i} + P_{mgp\ catt} * (Imm_{Periodo} - V_{CTR\ i})}{Imm_{Periodo}}$$

Dove:

- $P_{mgp\ zona(i),h}$ Prezzo MGP della zona di mercato dell'impianto i per l'ora h [€/MWh];
- $Imm_{i,h}$ Energia immessa in Rete dall'impianto i nell'ora h [MWh];
- nh = numero di ore del Periodo;
- $P_{CTR\ i}$ prezzo dell'insieme dei contratti associato all'impianto i [€/MWh];
- $V_{CTR\ i}$ quota del volume dell'insieme dei contratti di portafoglio associata all'impianto i nel Periodo secondo quanto comunicato dal Produttore nella relazione tecnica [MWh];
- $Imm_{Periodo}$ energia immessa in rete dall'impianto i nel Periodo [MWh];

- B. Nel caso in cui per un impianto siano presenti contratti di fornitura non collegati all'andamento dei prezzi dei mercati spot dell'energia di tipo "Pay as Produced", ovvero riferibili all'immesso orario dell'impianto, il prezzo dell'insieme dei contratti è pari alla media dei prezzi dei contratti pesata sui rispettivi volumi contrattuali:

$$P_{CTR\ PaP,i} = \frac{\sum_{h=1}^{nh} (\sum_{c=1}^{nc_{PAP}} PrezzoPaP_{c,h} * VolumePaP_{c,h})}{\sum_{h=1}^{nh} (\sum_{c=1}^{nc} VolumePaP_{c,h})}$$

Dove:

- $PrezzoPaP_{c,h}$ prezzo previsto dal contratto c per l'ora h [€/MWh];
- $VolumePaP_{c,h}$ volume previsto dal contratto c per l'ora h [MWh];
- nc_{PAP} rappresenta il numero di contratti "Pay as Produced" riferibili all'energia immessa dall'impianto i ;
- nh = numero di ore del Periodo.

- B1. Nel caso in cui tutta l'energia immessa dall'impianto i sia coperta da contratti di vendita "Pay as Produced" non legati al prezzo spot, il Prezzo di Mercato è pari al prezzo dell'insieme dei contratti associato all'impianto i , $P_{CTR\ PaP,i}$.

Pertanto in tale caso:

$$Prezzo di Mercato = P_{CTR PaP,i}$$

B2. Nel caso in cui tutta o una parte della produzione non sia coperta da contratti di vendita Pay as Produced, il Prezzo di Mercato è pari alla media tra il “Prezzo MGP Catturato” (media pesata del Prezzo MGP della Zona pesata sui volumi di energia immessa dall’impianto i) ed il $P_{CTR PaP,i}$ pesata sui rispettivi volumi del Periodo. Il volume da riferire al $P_{CTR PaP,i}$ sarà pari al volume afferibile a tali contratti $V_{CTR PaP,i}$; il volume da riferire al Prezzo MGP Catturato sarà pari alla differenza tra l’energia immessa nel Periodo e $V_{CTR PaP,i}$.

Pertanto in tale caso:

$$P_{mgp_{catt}} = \frac{\sum_{h=1}^{nh} P_{mgp_{zona(i),h}} * Imm_{i,h}}{\sum_{h=1}^{nh} Imm_{i,h}}$$

$$Prezzo di Mercato = \frac{P_{CTR PaP,i} * V_{CTR PaP,i} + P_{mgp_{catt}} * (Imm_{periodo} - V_{CTR PaP,i})}{Imm_{periodo}}$$

Dove:

- $P_{mgp_{zona(i),h}}$ Prezzo MGP della Zona di mercato dell’impianto i per l’ora h [€/MWh];
- $Imm_{i,h}$ Energia immessa in Rete dall’impianto i nell’ora h [MWh];
- nh = numero di ore del Periodo;
- $P_{CTR PaP,i}$ prezzo dell’insieme dei contratti Pay as Produced [€/MWh];
- $V_{CTR PaP,i}$ Energia oggetto dell’insieme dei contratti Pay as Produced nel Periodo [MWh];
- $Imm_{periodo}$ Energia immessa in Rete dall’impianto i nel Periodo [MWh];

Per tutti i casi non previsti nei suddetti punti, per il calcolo del *Prezzo di Mercato* si utilizzeranno modalità per le quali tale prezzo corrisponda al prezzo medio percepito dal Gruppo Societario per l’energia elettrica immessa dall’impianto i per effetto dell’esistenza di tutti i contratti ad essa riferibili, sia direttamente che in logica di portafoglio.