

Document title: GUIDA H-REII

Language: Italiano

Content description: Connessione alla rete, incentivi e fiscalità

Code:

Internal document code:			
Version:	00		
Date:	30/12/2012		
Status:	Approved by local observatory		
Dissemination level:	PU	PP	CO
	Public	Partners Project only (including Services commision)	Confidential Observatory Members Only (including Services commision)
	√		
Authors:	FIRE – TURBODEN – CSMT – AIB – PROVINCIA DI BRESCIA		
Project:	“Policy and governance actions to reduce CO2 emissions by Energy valorization of process effluents in Energy Intensive Industries”		
Acronym:	H-REII		
Code:	LIFE08 ENV/IT/000422		



GUIDA H-REII

Connessione alla rete, incentivi e fiscalità

Versione dicembre 2012

Indice

Connessione alla rete, incentivi e fiscalità.....	2
1. Contenuti della guida	4
2. Connessione alla rete.....	4
2.1. GAUDÌ – Censimento degli impianti.....	7
3. Incentivi.....	8
3.1. Certificati bianchi.....	8
3.2. Incentivo per la cogenerazione ad alto rendimento (CAR)	12
3.3. Certificati Verdi e Tariffa fissa Omnicomprensiva	14
3.3.1. Certificati verdi (CV)	14
3.3.2. Tariffa fissa omnicomprensiva (TO).....	14
4. Energia elettrica prodotta	15
4.1. Officina elettrica.....	15
4.2. Scambio sul posto.....	16
4.3. Ritiro dedicato	16
5. Casi studio	17
5.1. Caso 1: Cogeneratore (caldaia+ORC).....	17
5.1.1. Fiscalità.....	19
5.2. Caso 2: Recupero calore di processo.....	21
5.3. Caso 3: Recupero calore da cogenerazione da fonti fossili	22
5.4. Caso 4: Recupero calore da cogenerazione da fonti rinnovabili	22
6. Legenda	23
7. Bibliografia.....	24

Questa guida è stata realizzata dalla FIRE nell'ambito del progetto europeo H-REII – LIFE08 ENVIT 000422 – sui recuperi energetici nell'industria energy-intensive.

1. Contenuti della guida

Il presente documento riporta le informazioni sulle normative collegate all'installazione di un sistema di generazione elettrica, con un'attenzione particolare alle applicazioni cogenerative, ossia con produzione combinata di energia elettrica e calore.

Sono indagati gli aspetti:

- della connessione alla rete elettrica;
- della vendita dell'energia;
- della fiscalità;
- degli incentivi disponibili.

Sono inoltre presenti alcuni casi studio per illustrare più in dettaglio alcuni aspetti trattati nei punti elencati.

2. Connessione alla rete

Il TICA qui esposto è il Testo redatto dall'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas (AEEG) sulle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica [1]. Il Testo stabilisce che il servizio di connessione sia erogato dai soggetti concessionari dei servizi di trasmissione o di distribuzione. I gestori di reti pubblicano sul loro sito le modalità e condizioni contrattuali (MCC) per le richieste di connessioni; Terna e le imprese distributrici con più di 100.000 clienti devono trasmettere all'AEEG le modalità e le condizioni contrattuali per il servizio di connessione. Tali MCC devono prevedere alcuni punti specifici, ad esempio i tempi di risposta e per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione. Secondo il nuovo TICA, Terna, insieme alle imprese distributrici con più di 100.000 clienti, per migliorare la trasparenza delle connessioni, entro il 31/12/2011 deve predisporre un portale informatico per la gestione dell'iter di connessione complementare ai fini del GAUDÌ (il sistema di gestione dell'anagrafica unica /degli impianti di produzione di energia elettrica predisposto da Terna), oltre che per lo scambio di informazioni e comunicazioni tra Terna e le imprese distributrici. Inoltre, si stabilisce che le stesse imprese con almeno di una cabina primaria devono pubblicare sul loro sito internet informazioni qualitative legate alla capacità di rete delle cabine primarie AT/MT e delle reti alta e altissima tensione. Tali informazioni devono essere aggiornate con cadenze periodiche differenziate a seconda delle informazioni previste dai commi dell'art. 4; inoltre, tutti i punti di connessione sono identificati da un codice POD secondo quanto previsto dal TIS.

Le richieste di connessione vanno inviate a Terna in caso di richieste superiori ai 10 MW di potenza; sotto questo limite le richieste vanno indirizzate alle imprese di distribuzione. In entrambi i casi sono previsti dei corrispettivi, fissati in base ai livelli di potenza in immissione, invariati rispetto alla versione del TICA in vigore fino al 31/12/2010.

Per quanto riguarda le richieste di connessione in media e bassa tensione, anche in questi casi è necessario versare un contributo per il preventivo, che varia a seconda della potenza in immissione per la quale si va a richiedere la connessione, così come i tempi di attesa per il preventivo stesso che dipendono dall'entità della potenza in discussione, e ha una validità di 45 giorni. La Soluzione tecnica minima generale (STMG) per la connessione non prevede la presenza della parte di impianto di utenza per la connessione compresa tra il confine di proprietà dell'utente cui è asservita la connessione e il punto di connessione. La STMG comprende i dati per la documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti, la descrizione di interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari per la richiesta di connessione, etc.

Il gestore di rete, nell'elaborare il preventivo per la connessione, deve fornire tutte le informazioni necessarie per la predisposizione della documentazione nell'ambito del procedimento unico. Per le connessioni in BT, entro 60 giorni (che diventano 90 per la MT) dalla data di accettazione del preventivo di connessione, il richiedente deve presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico, con tutta la documentazione. La stessa tempistica è prevista per il procedimento autorizzativo per la costruzione e l'avvio dell'impianto di produzione con tutta la documentazione necessaria. Gli stessi limiti temporali secondo il tipo di connessione di cui sopra, valgono per la presentazione di eventuali richieste di autorizzazione in capo allo stesso gestore per la realizzazione dell'impianto di rete della connessione e gli interventi sulla rete.

I giorni necessari per la realizzazione della connessione possono variare secondo il tipo di lavori ("semplici" o "complessi"): si va da un massimo di 30 giorni lavorativi per i lavori semplici, a un massimo di 90 giorni lavorativi (più 15 ogni km di linea da realizzare in MT oltre il primo chilometro) per quelli complessi. Una volta terminati i lavori, il richiedente invia al gestore la comunicazione e provvede ad aggiornare il sistema GAUDÌ. Terminata la realizzazione dell'impianto di connessione, il gestore invia al richiedente la comunicazione di completamenti e la disponibilità all'entrata in esercizio; sempre il gestore segnala a Terna tramite il GAUDÌ il completamento di tale impianto. Entro 10 giorni lavorativi dal termine dei lavori, il gestore di rete attiva la connessione; sempre il gestore predispose il regolamento di esercizio e lo invia al richiedente, che lo completa e sottoscrive e rinvia al gestore, che segnala al GAUDÌ l'avvenuta accettazione del regolamento. Una volta terminato il tutto, il gestore verificherà la corrispondenza tra i dati comunicati dal richiedente in GAUDÌ: se l'esito sarà positivo, si procederà all'avvio del primo parallelo dell'impianto e a effettuare la connessione, che avverrà solo se il richiedente avrà sottoscritto il regolamento di esercizio, concluso un contratto di fornitura e ottenuto l'abilitazione commerciale delle unità di produzione di energia che compongono l'impianto (le cosiddette UP) sul GAUDÌ. Una volta attivata la connessione, il richiedente ha il diritto di immettere e prelevare energia elettrica. Nelle aree critiche i gestori di rete possono considerare l'opzione di open season di ampiezza trimestrale, rendendo ciò pubblico sul proprio sito internet.

Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e gli impianti cogenerativi ad alto rendimento esistono dei corrispettivi per la connessione fissati all'art. 12 del TICA; solo per gli impianti CAR e quelli alimentati da fonti rinnovabili, però, vale la priorità di trattamento per le richieste di connessione presentate (art. 29).

In caso il preventivo per la connessione non venga presentato in tempo, l'impresa distributrice è tenuta a corrispondere un indennizzo di 20 euro per ogni giorno lavorativo di ritardo. Per quanto

riguarda la connessione, per ogni giorno di ritardo accumulato (salvo per cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi), l'impresa è tenuta a pagare un corrispettivo di indennizzo pari al valore massimo tra 20 euro e il 5% del totale del corrispettivo per la connessione al giorno, fino a un massimo di 120 giorni (in tal caso, previa segnalazione all'AEEG, saranno decise azioni ad hoc). Per impianti CAR o alimentati a fonti rinnovabili, in caso di connessione erogata a una tensione non superiore a 1 kV, è possibile per il richiedente realizzare in proprio l'impianto per la connessione per le parti che non richiedano interventi sulla rete elettrica esistente.

Se entro 60 giorni lavorativi il gestore di rete non ha provveduto alla messa a disposizione del preventivo, il richiedente può rivolgersi all'AEEG, che a quel punto dopo aver ricevuto tutta la documentazione per elaborare il preventivo, definisce modalità e tempi per la connessione, che il gestore può effettuare entro 120 giorni. Se non dovessero essere rispettati i termini, l'AEEG può avviare la procedura sostitutiva.

Anche per quanto riguarda impianti ad alta e altissima tensione i gestori di rete eseguono una verifica tecnica finalizzata a valutare l'impatto sulla rete della potenza in immissione richiesta, predisponendo e trasmettendo il preventivo per la connessione con la STMG, il corrispettivo per la connessione, etc. La Soluzione tecnica minima generale (STMG) per la connessione può prevedere la presenza di impianti di utenza per la connessione nella parte compresa tra il confine di proprietà dell'utente a cui è asservita la connessione e il punto di connessione. La Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) per la connessione è elaborata in seguito all'ottenimento delle autorizzazioni per la connessione ed è il documento di riferimento per la progettazione esecutiva e le realizzazioni degli impianti; comprende le tempistiche, i costi medi della soluzione tecnica, etc. Anche in questo caso, è prevista l'apertura di open season per le aree critiche. Presentando la domanda per l'ottenimento della STMD, il richiedente versa al gestore una quota per coprire i costi di gestione e dell'analisi tecnica; in caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, il corrispettivo è ridotto del 50%, mentre per gli impianti cogenerativi la percentuale è del 20%.

Sono previsti degli indennizzi automatici in caso il preventivo non venga reso disponibile entro i termini indicati dal gestore nel MCC; l'indennizzo è pari a 20 euro per ogni giorno di ritardo, e lo stesso vale in caso di ritardo nella presentazione della STMD. Altri indennizzi sono contemplati in caso di ritardo nei tempi della realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

In caso di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione e interventi sulle reti nel caso di impianti cogenerativi o alimentati da fonti rinnovabili è possibile nei casi in cui tali realizzazioni rispettino la sicurezza e la salvaguardia della continuità del sistema elettrico; l'art. 30 regola tutte le modalità del caso.

Per quanto concerne la prenotazione della capacità di rete al termine o nel corso del procedimento per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione (Parte V, disposizioni finali), la [delibera 328/2012/R/eel](#) stabilisce che nel caso di impianti di potenza nominale fino a 1 MW, l'accettazione del preventivo comporta la prenotazione della relativa capacità di rete. Nel caso di tutti gli altri impianti, la soluzione tecnica minima generale (STMG) indicata nel preventivo rimane valida per 210 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo nel caso di connessioni in media tensione e 270 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo nel caso di connessioni in alta e altissima tensione. Il gestore di rete, entro 20 giorni lavorativi dal ricevimento della richiesta di parere in merito alla persistenza delle

condizioni di realizzabilità della STMG, controlla se questa sia ancora realizzabile. Nel caso di un impianto di produzione assoggettato a Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) con verifica con esito positivo da parte del gestore di rete, questo prenota la capacità sulla rete confermando in via definitiva la STMG. Nel caso la VIA non sia necessaria, il gestore di rete entro 20 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di parere verifica se la medesima STMG è ancora realizzabile, rendendo noto il proprio parere entro 15 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di coordinamento. La capacità di trasporto che si rende disponibile sulle reti viene riassegnata dai gestori di rete ad altre richieste di connessione, tenendo conto, per le sole aree in cui sono attive le open season, di quanto previsto al comma 40.9, compatibilmente con la potenza in immissione richiesta, secondo l'ordine di priorità riportato all'articolo 40 comma 8 lettere a), b), c), d) e e) del TICA.

Il richiedente, una volta accettato il preventivo, è tenuto a iniziare i lavori entro 6 mesi se in BT, entro 12 se in MT, ed entro 18 mesi se in AT.

Infine, come si è già visto sopra, con la deliberazione 124/10, è stato istituito un nuovo sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità, il GAUDÌ; questo va a integrare l'anagrafica CENSIMP con i sistemi di gestione delle unità di produzione rilevanti (RUP) e non rilevanti (UPN6). L'ultimo titolo il titolo III, è quello che regola i flussi informativi e gli elementi per la registrazione e validazione su GAUDÌ degli impianti; GAUDÌ è l'unico sistema che consente di comunicare tutti i dati anagrafici e tecnici degli impianti e delle unità di produzione, rilevanti e non rilevanti, di stampare l'attestato di registrazione e di seguire il processo di qualificazione di impianti e unità di produzione al mercato. Tutte le comunicazioni effettuate in precedenza con il vecchio sistema CENSIMP sono state trasferite in GAUDÌ.

2.1. GAUDÌ – Censimento degli impianti

Con la deliberazione 250/08 [2] l'AEEG ha razionalizzato le informazioni tra i vari soggetti del settore elettrico, andando a semplificare i processi, a ridurre le incombenze derivanti dagli obblighi informativi in capo agli operatori elettrici e a creare un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica che consenta di identificare gli impianti di produzione. Terna è il soggetto incaricato di realizzare e gestire un database contenente l'anagrafica di tutti gli impianti di produzione di energia elettrica connessi direttamente o indirettamente alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi. Il database GAUDÌ contiene tutti i dati tecnici relativi a ciascun impianto di produzione connesso alla rete elettrica, nonché le caratteristiche di ciascuna sezione, gruppo di generazione, motore primo e generatore elettrico in cui può essere suddiviso ciascun impianto di produzione. Tutti i produttori hanno l'obbligo di registrarsi al GAUDÌ con le informazioni necessarie a completare la procedura di registrazione dell'impianto, aggiornando i propri dati in caso di necessità.

Come già accennato nel paragrafo precedente, la deliberazione 124/10 ha sostituito il CENSIMP con il GAUDÌ – la Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità; questo va ad integrare l'anagrafica CENSIMP con i sistemi di gestione delle unità di produzione rilevanti (RUP) e non rilevanti (UPN6). Tutte le comunicazioni effettuate in precedenza con il vecchio sistema CENSIMP sono state trasferite in GAUDÌ.

3. Incentivi

3.1. Certificati bianchi

La valorizzazione dell'energia termica recuperata, e di quella elettrica generata, può avvenire mediante il meccanismo dei certificati bianchi, detti anche titoli di efficienza energetica (TEE). Tale meccanismo premia gli interventi di efficienza energetica negli usi finali, associando a ciascuna tonnellata equivalente di petrolio (tep) risparmiata, a seguito di interventi di efficientamento sugli usi finali, un titolo di efficienza energetica. Sono ammessi gli interventi che risultino innovativi e vadano al di là della media di mercato e dei requisiti normativi per quel prodotto/settore (ossia che risultino "addizionali").

Il parametro che tiene in conto la media del settore è il coefficiente di addizionalità. Per le schede esso è definito dall'AEEG, per i progetti a consuntivo spetta al proponente definirlo, mediante statistiche, studi di settore, indagini, riferimenti dei principali operatori del settore per l'applicazione considerata, così come spetta al proponente definire l'algoritmo per la determinazione dei risparmi.

Un TEE, negoziabile su un mercato elettronico gestito dal GME o mediante accordi tra le parti, ha un valore economico stimabile tra 70 e 110 €/TEE. Nel grafico seguente è riportato l'andamento dei prezzi sulla piattaforma elettronica dall'avvio dello schema all'inizio di novembre 2012.

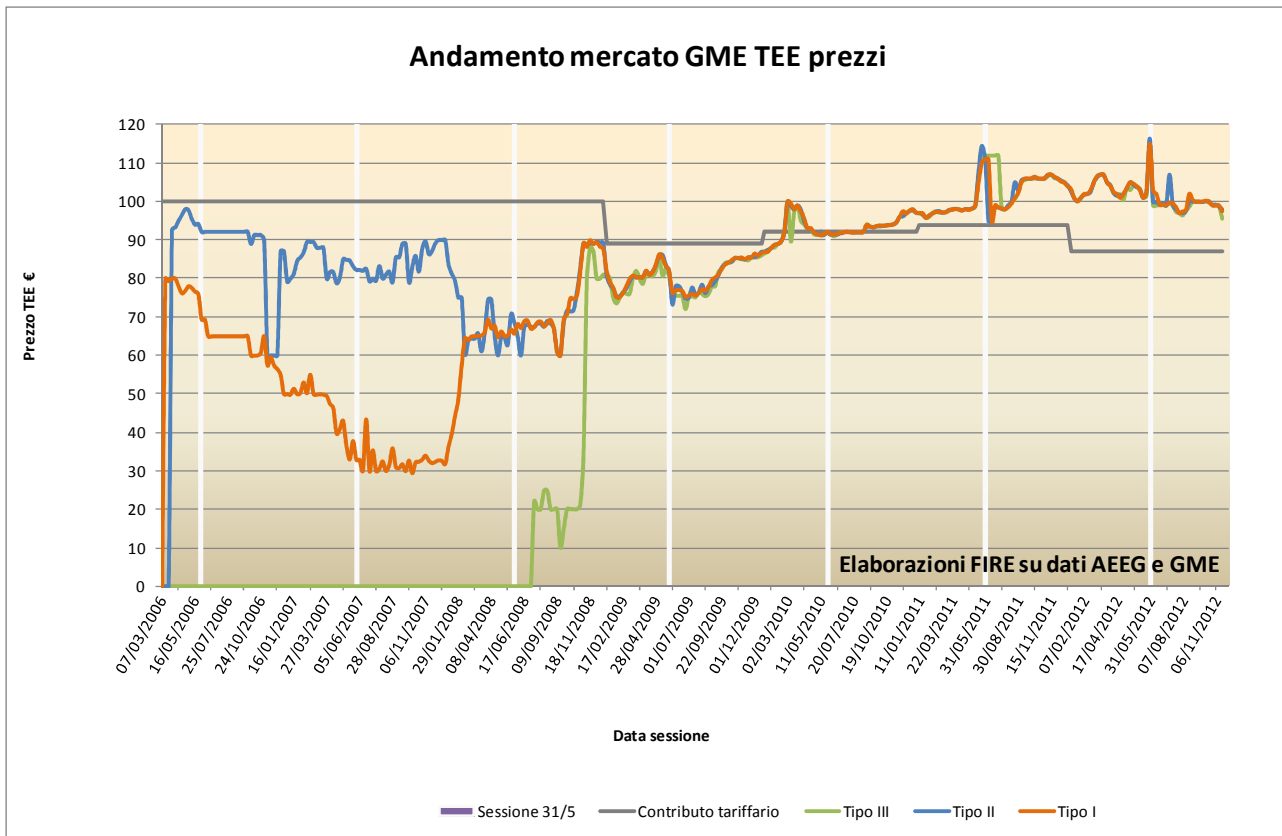


Figura 1: Andamento del prezzo dei TEE sul mercato del GME

La domanda sul mercato è rappresentata dai distributori obbligati dai decreti ministeriali a raggiungere gli obiettivi annui di risparmio in fonti primarie sintetizzati nella figura seguente. Questa evidenza anche come negli ultimi anni si sia verificata una sensibile carenza di titoli disponibili, aspetto che ha portato a un continuo aumento dei prezzi, che nel 2011 hanno superato i 110 euro a TEE in alcune sessioni. Per riportare in equilibrio lo schema l'Autorità ha introdotto a novembre 2011 delle nuove regole attraverso la delibera EEN 9/2011. In estrema sintesi, due dei punti di maggior impatto tra le novità introdotte sono:

- la riduzione della soglia minima dei progetti, rendendo così più semplice la presentazione delle domande per interventi di dimensioni medio-piccole e per alcune classi di soluzioni;
- l'introduzione di coefficienti moltiplicativi – coefficienti di durabilità – che tengono conto della vita tecnica attesa degli interventi.

Tali coefficienti aumentano i certificati bianchi rilasciati nel corso della vita utile (usualmente cinque anni, che diventano otto anni per interventi sull'involucro edilizio [3][4]) rispetto al passato e sono associati a categorie d'intervento e riportati nell'allegato alla succitata delibera. Si segnala che scostamenti da tali valori di riferimento possono essere ritenuti ammissibili in casi particolari, ma dovranno in ogni caso essere motivati e valutati sulla base di un criterio prudenziale. La categoria di interesse per i recuperi termici a fini di generazione elettrica è la "IND-GEN Processi industriali: generazione di energia elettrica da recuperi o da fonti rinnovabili o cogenerazione", che tra gli esempi di intervento cita l'utilizzo di calore di recupero per la generazione di energia elettrica. Il coefficiente di durabilità associato a tale tipo di intervento è pari a 3,36.

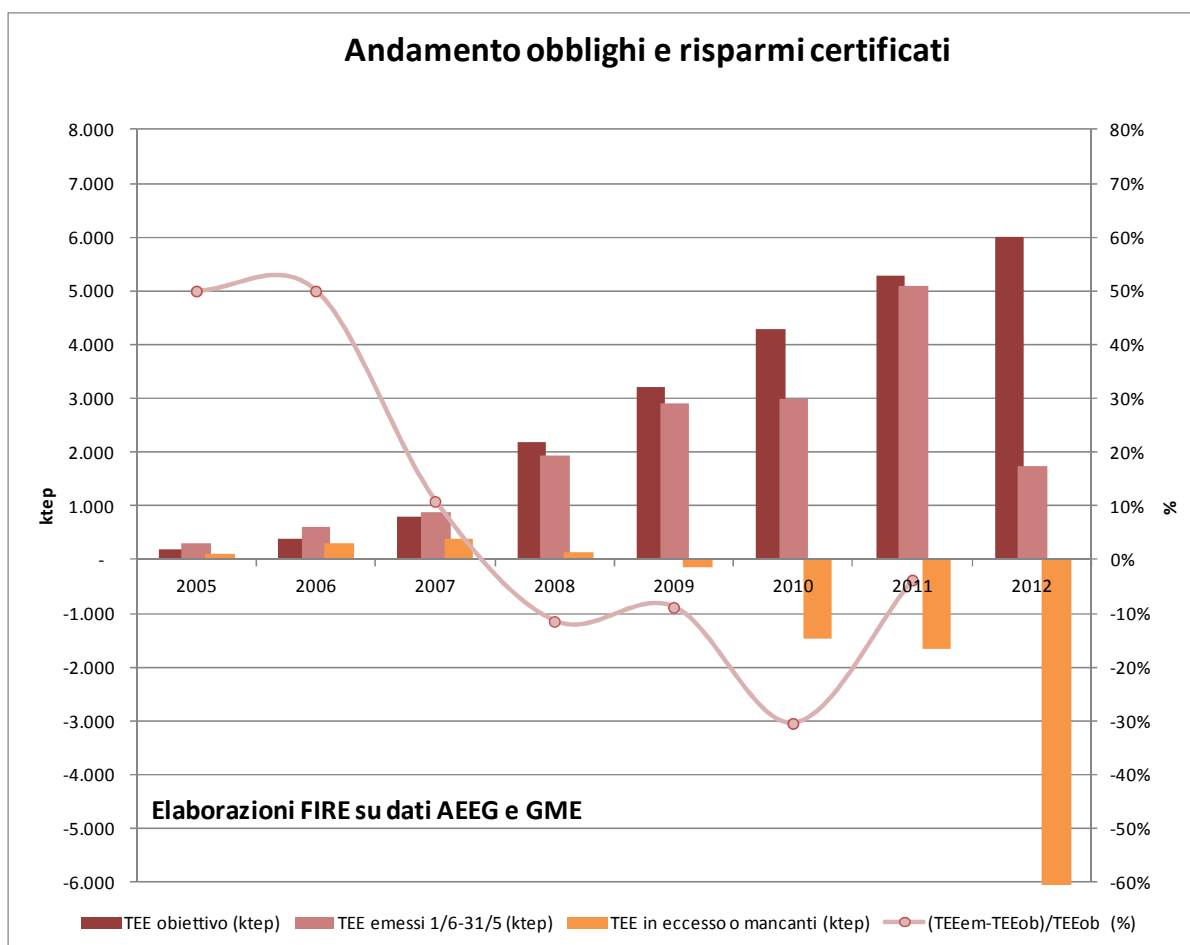


Figura 2: entità degli obiettivi per i soggetti obbligati e quantità di TEE disponibile sul mercato

Esistono tre modalità di rendicontazione dei risparmi:

- schede standard;
- schede analitiche;
- progetti a consuntivo.

Le prime due tipologie appartengono al gruppo delle schede semplificate pubblicate dall'AEEG attraverso apposita delibera e comprendono una serie di interventi standardizzabili e applicabili su larga scala. Nel primo caso il risparmio è riconosciuto in funzione del numero di unità installate o sostituite (ad esempio in ragione dei metri quadri installati nel caso del solare termico, con un risparmio variabile in funzione della tipologia di pannello, del boiler sostituito e della regione geografica di appartenenza), nel secondo un algoritmo valuta i tep evitati con riferimento alla misura di alcune quantità indicate nella scheda (e.g. combustibile impiegato ed energia termica e frigorifera fornite all'utenza nel caso di una caldaia).

Qualora l'intervento di interesse non fosse compreso nelle schede, e/o nel caso di interventi eterogenei presso un unico cliente, si procede con un progetto a consuntivo. Questo prevede che il soggetto proponente invii preliminarmente una "Proposta di progetto e programma di misura"

(PPPM) indicando la descrizione del progetto, la catena di misura, l'algoritmo di calcolo dei risparmi, la baseline e l'addizionalità e infine il coefficiente di durabilità.

Gli altri aspetti fondamentali del meccanismo sono i seguenti:

- i soggetti obbligati sono i distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 utenti connessi alla propria rete alla data di due anni antecedenti all'anno d'obbligo;
- gli altri soggetti (c.d. volontari) che possono presentare progetti e ottenere certificati da vendere sul mercato sono le società collegate/controllate ai/dai distributori, i distributori non soggetti all'obbligo, le società di servizi energetici, i soggetti con energy manager nominato ai sensi dell'articolo 19 della legge 10/91;
- i distributori obbligati ricevono un contributo tariffario che per il 2012 vale 86,98 euro a TEE;
- esistono sei tipologie di titoli, distinte in funzione del vettore risparmiato (elettricità, gas, altri combustibili) e, per i combustibili diversi dal gas naturale, dal tipo di utilizzo (trasporti o altro); fra queste i titoli di tipo V (trasporti senza presenza di schede di valutazione dei risparmi) non danno diritto al contributo tariffario prima descritto; i certificati bianchi per la cogenerazione ad alto rendimento, denominati titoli di tipo II-CAR danno diritto al contributo tariffario.
- i titoli ottenuti sono al momento bancabili fino a tutto il 2012, ultimo anno per il quale sono per ora stati definiti gli obblighi (è previsto a fine 2012 un decreto interministeriale che modificherà e prolungherà lo schema oltre tale orizzonte temporale);
- nel meccanismo dei certificati bianchi il calore da fonte rinnovabile viene considerato come apporto gratuito.

Nel caso dei recuperi di calore per generazione elettrica o di cogenerazione in ambito industriale non sono presenti schede semplificate, si dovrà quindi procedere alla richiesta a consuntivo.

Al teleriscaldamento in ambito civile è dedicata la scheda analitica 22T [6].

Come meglio descritto nei casi successivi, le applicazioni degli Organic rankine cycle (ORC) possono beneficiare dei TEE per l'energia elettrica prodotta; nel caso di produzione da fonte rinnovabile ciò è possibile solo se tale energia non beneficia dei certificati verdi o alla tariffa omnicomprensiva (in tale evenienza saranno comunque disponibili i TEE per i risparmi legati all'energia termica).

Nel caso di tecnologie simili a quelle per cui esistono schede semplificate, ma per cui non possono essere impiegate le schede (e.g. settori di impiego diversi), queste ultime possono essere utilizzate come riferimento per la definizione dell'algoritmo.

3.2. Incentivo per la cogenerazione ad alto rendimento (CAR)

I limiti da rispettare affinché un impianto sia definito come CAR sono quelli definiti nel D.M. 4 agosto 2011 del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), che recepisce la direttiva comunitaria 2004/8/CE dal punto di vista delle regole per il riconoscimento dell'alto rendimento. L'incentivo riconosciuto a tale tipologia di impianti è regolato dal D.M. 5 settembre 2011 dello stesso MSE. Per essere considerato CAR l'impianto deve rispettare la condizione sul risparmio in energia primaria, verificando la seguente condizione:

Art. 3 comma 3 D.M. 5/9/11 "Le unità di cogenerazione entrate in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007, riconosciute cogenerative ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio, accedono ai benefici economici di cui al presente decreto nei limiti e alle condizioni indicati all'art. 29, comma 4, del decreto legislativo 28/2011, fermo restando che i benefici economici sono riconosciuti secondo le modalità del presente decreto".

Inoltre, l'art. 4 dello stesso provvedimento stabilisce che "Le unità di cogenerazione, come definite all'art. 1 del presente decreto, hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di CAR, al rilascio di certificati bianchi, in numero commisurato al risparmio di energia primaria realizzato nell'anno in questione, se positivo, calcolato come segue [...]":

Il calcolo del risparmio (RISP) viene effettuato sull'anno solare utilizzando la seguente formula:

$$RISP = \left(\frac{E_{CHP}}{\eta_{e\ rif}} \right) + \left(\frac{H_{CHP}}{\eta_{t\ rif}} \right) - F_{CHP}$$

Con:

RISP = risparmio di energia primaria [MWh];

E_{CHP} = energia elettrica prodotta in cogenerazione [MWh];

H_{CHP} = energia termica prodotta in cogenerazione [MWh];

$\eta_{e\ rif}$ = rendimento elettrico di riferimento pari a 0,46 corretto in base alla tensione di allaccio alla rete secondo quanto indicato nell'allegato VII del D.M. 4/8/11;

$\eta_{t\ rif}$ = rendimento termico di riferimento, pari a 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico e 0,90 nel caso di produzione di acqua calda/vapore;

F_{CHP} = energia del combustibile utilizzato [MWh].

Il calcolo delle grandezze E_{CHP} , H_{CHP} , F_{CHP} deve essere fatto secondo quanto riportato nel D.M. 4/8/11. I certificati bianchi riconosciuti all'impianto di cogenerazione sono:

$$CB = (RISP - 0,086) \cdot K$$

Con K variabile in base alle seguenti fasce di potenza elettrica:

- 1,4 per le quote di potenza fino ad 1 MWe
- 1,3 per le quote di potenza superiore a 1 MWe e fino a 10 MWe
- 1,2 per le quote di potenza superiore a 10 MWe e fino a 80 MWe
- 1,1 per le quote di potenza superiore a 80 MWe fino a 100 MWe
- 1,0 per le quote di potenza superiori a 100 MWe

Il coefficiente K vale 1 anche per tutte le taglie degli impianti nei quali sono stati effettuati rifacimenti (all'interno del decreto vengono indicate le condizioni minime richieste). Rispetto ai criteri precedentemente in vigore, ossia alla delibera 42/02 dell'AEEG, la nuova definizione presenta un indice molto simile nel caso in cui il cogeneratore presenti un rendimento di primo principio elevato (la soglia è pari al 75% per tutte le tipologie di impianto salvo i cicli combinati con turbina a gas e gli impianti a vapore a condensazione e spillamento, per i quali sale all'80%). Nel caso in cui tale condizione non sia rispettata potrà risultare cogenerativa solo una parte della produzione elettrica e termica, determinata considerando solo i periodi in cui l'impianto funziona in cogenerazione (ossia producendo calore utile) e valutando l'indice elettricità/calore effettivo in tali periodi, necessario per calcolare l'energia elettrica prodotta in cogenerazione.

Una volta verificato che l'indice RISP è positivo l'impianto è CAR e si può accedere agli incentivi, che sono rappresentati da certificati bianchi (CB) quantificati così:

Art. 4 comma 2 D.M. 5/9/11: "I certificati bianchi sono riconosciuti, subordinatamente all'esito delle verifiche di cui all'art. 7 e fermo restando quanto disposto dal comma 3, per un periodo di:

a) dieci anni solari, per le unità di cogenerazione di cui all'art. 1, comma 1, lettera a) diverse da quelle comprese alla lettera b) del presente comma, a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione;

b) quindici anni solari, per le unità di cogenerazione di cui all'art. 1, comma 1, lettera a) abbinate a reti di teleriscaldamento, ove l'intervento comprenda anche la rete, a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione;

Oltre alla vendita sul mercato del GME e alla contrattazione bilaterale esposte al capitolato precedente, in questo caso è possibile anche richiedere il ritiro dei CB per la vita utile dell'impianto (10 anni per la cogenerazione, 15 anni nel caso di teleriscaldamento – nel caso non si sia optato per la scheda 22T precedentemente citata – e cinque anni per i cogeneratori realizzati dal 1999 all'entrata in vigore del D.Lgs. 20/2007) a un prezzo pari all'entità del tariffa contributo tariffario vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto di cogenerazione, aspetto che può facilitare la bancabilità del business plan da parte degli istituti di credito.

3.3. Certificati Verdi e Tariffa fissa Omnicomprensiva

Il D.Lgs. 28/2011 pubblicato il 28 marzo 2011 ha tracciato il nuovo quadro per l'incentivazione delle energie rinnovabili elettriche a partire dal 2013. Nelle more dei decreti attuativi, che presumibilmente verranno pubblicati nei primi mesi del 2012, si riportano alcune indicazioni contenute nel decreto legislativo. L'incentivazione sarà costante e potrà tener conto del valore economico dell'energia prodotta, differenziata per taglia e tipologia di impianto, per potenze elettriche fino ad almeno 5 MW. L'incentivo per impianti di potenza maggiore sarà invece assegnato attraverso aste al ribasso. Tra le priorità per biogas, biomasse e bioliquidi sostenibili vi è la realizzazione di impianti operanti in cogenerazione.

Sempre nel 2012 dovrebbe essere pubblicato un decreto attuativo per la costituzione di un fondo di garanzia per promuovere le reti di teleriscaldamento, che sarà alimentato da un contributo sul consumo di gas naturale pari a 0,05 c€/m³.

L'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili (FER), connessi alla rete elettrica, che entreranno in esercizio entro il 31 dicembre 2012 usufruisce delle due preesistenti forme incentivanti, tra loro alternative, entrambe gestite ed erogate dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e di seguito descritte.

3.3.1. Certificati verdi (CV)

I certificati verdi sono dei titoli che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in impianti recentemente entrati in esercizio, riattivati, rinnovati o potenziati, che hanno ottenuto dal GSE la qualifica IAFR (impianto a fonte rinnovabile). Produttori e importatori di energia elettrica da fonte fossile che immettono in rete oltre 100 GWh/anno, hanno l'obbligo di presentare annualmente un certo numero di CV autoprodotti o acquistati che attestino l'immissione in rete di una percentuale di energia rinnovabile; per l'anno 2011 tale quota vale il 6,8%. Gli impianti CAR sono esclusi da tale obbligo.

Il valor medio dei certificati verdi nell'anno 2010 è stato circa 85 €.

Il numero dei CV per gli impianti entrati in esercizio dal 2008 si calcola moltiplicando l'energia elettrica prodotta, espressa in MWh, per un coefficiente, rivedibile ogni tre anni, che varia in base alla fonte utilizzata [5][7]. Tale coefficiente vale 1,8 per le biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta e 1,3 per le altre biomasse e la parte biodegradabile dei rifiuti. La durata di tale incentivo è di 15 anni per gli impianti entrati in esercizio dal 2008. A differenza della tariffa fissa omnicomprensiva, per la quale è riconosciuto un unico corrispettivo dato dall'incentivo più l'energia elettrica immessa in rete, per i certificati verdi l'energia elettrica può essere liberamente impiegata per autoconsumo, vendita, o accedere, sotto condizioni definite dall'AEEG, ai meccanismi dello scambio sul posto (vedi 4.2) o del ritiro dedicato (vedi 4.3).

3.3.2. Tariffa fissa omnicomprensiva (TO)

Si tratta di una forma incentivante di tipo feed-in che riconosce un corrispettivo all'energia elettrica prodotta e immessa in rete, al netto del consumo degli ausiliari d'impianto, che tiene conto sia del valore dell'energia, sia del premio per la produzione da fonte rinnovabile. È

applicabile ad impianti entrati in esercizio dal 2008 di potenza nominale non superiore ad 1 MW e 0,2 MW per gli impianti eolici [8].

La TO viene riconosciuta per 15 anni e vale 280 €/MWh per impianti alimentati da biogas, biomasse, oli vegetali puri tracciabili e alcol etilico di origine agricola proveniente dalla distillazione dei sottoprodotti della vinificazione; vale 180 €/MWh per gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi (ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili). La TO rimane costante per tutta la durata dell'incentivazione e può essere aggiornato ogni tre anni per i nuovi entranti.

4. Energia elettrica prodotta

L'energia elettrica prodotta, nel caso in cui viene immessa in rete, può essere valorizzata in vari modi:

- vendita ad un cliente finale idoneo o grossista, con un contratto bilaterale;
- offerta nel mercato elettrico, nel caso di grosse produzioni che ne giustifichino le complicazioni gestionali;
- ritiro dedicato, per gli impianti di potenza fino a 10 MVA o per quelli di potenza maggiore purché alimentati da fonti rinnovabili non programmabili;
- scambio sul posto per impianti FER o CAR di potenza inferiore a 200 kW elettrici.

Le ultime due possono considerarsi delle agevolazioni complementari alle altre forme incentivanti (ad eccezione della tariffa fissa omnicomprensiva).

4.1. *Officina elettrica*

La connessione alla rete di un qualsiasi impianto di produzione di energia elettrica, con potenza superiore a 1 kW, richiede la pratica di apertura di un'officina elettrica (licenza fiscale di esercizio) all'ufficio tecnico delle dogane, ex ufficio tecnico delle finanze (UTF). Nel caso di impianti alimentati da FER la pratica fiscale va avviata per potenze elettriche superiori ai 20 kW [9].

In seguito alla richiesta, esige nella maggior parte dei casi è richiesta l'installazione di un contatore di energia elettrica (sottoposto a sigillo fiscale) in uscita al generatore per la misura dell'energia elettrica prodotta e dell'imposta sul consumo di combustibile utilizzato (vedi 5.1.1). L'UTF competente della zona di installazione dell'impianto, una volta ricevuta la richiesta di attivazione di officina elettrica provvederà ad un sopralluogo di verifica. Al gestore dell'officina elettrica è richiesta la compilazione giornaliera di un registro di officina, vidimato dall'ufficio su indicato, dove è annotata l'energia elettrica prodotta.

In base alle indicazioni del contatore fiscale si paga l'accisa per l'energia elettrica autoconsumata e viene calcolato il passaggio di fiscalità del combustibile utilizzato in impianti cogenerativi (vedi 5.1.1).

4.2. *Scambio sul posto*

Il meccanismo di scambio sul posto (SSP) per la cessione dell'energia elettrica prodotta è regolato dal GSE ed è accessibile ad impianti [11]:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007);
- di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

Nello SSP si ha la compensazione economica tra il valore dell'energia elettrica immessa in rete (€ riconosciuti dal GSE) ed il valore dell'energia elettrica prelevata dalla rete (€ pagati al fornitore di energia elettrica). All'energia elettrica, non autoconsumata, che viene immessa in rete, sarà riconosciuto un prezzo variabile in base a zona e fascia oraria. Allo stesso tempo l'utente preleverà dalla rete la parte di energia necessaria alla sua attività, continuando a pagare la relativa bolletta al suo fornitore. Il valore minimo tra l'energia elettrica prodotta dal sistema e quella prelevata dalla rete rappresenterà l'energia scambiata.

Il GSE alla fine di ogni trimestre calcola un contributo in conto scambio che è pari alla somma del valore dell'energia elettrica immessa in rete – “quota energia” – e di una “quota servizi” che permette la restituzione dell'onere sostenuto per l'utilizzo della rete (trasporto, misura, dispacciamento, oneri generali di sistema) per l'energia elettrica scambiata con la rete stessa. La quota energia è data dal minimo valore dell'energia elettrica immessa in rete e il valore dell'energia prelevata. La quota servizi è data dal prodotto tra l'energia scambiata per un coefficiente C_c calcolato dal GSE che tiene conto del mancato utilizzo della rete. Il secondo termine della somma è la vera valorizzazione che viene riconosciuta dallo SSP, in quanto dal punto di vista economico è come se si autoconsumasse anche l'energia elettrica immessa in rete. Nel caso in cui il controvalore dell'energia elettrica immessa in rete sia maggiore dell'onere pagato al fornitore si ha il riconoscimento di un credito da sfruttare negli anni successivi o liquidato dal GSE.

Lo SSP è regolato dalla delibera dell'AEEG ARG/elt 74/08 – Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP) [13].

4.3. *Ritiro dedicato*

Il ritiro dedicato è un servizio commerciale, regolato dalla delibera 280/07 dell'AEEG [14] e successive integrazioni e aggiornamenti, che semplifica la cessione di energia elettrica alla rete, e prevede il ritiro (ovvero, la vendita) di tutta l'energia elettrica immessa in rete da parte del Gestore dei Sistemi Energetici (GSE), andando a semplificare dunque per i produttori la questione della vendita e evitando il passaggio per la borsa o le contrattazioni bilaterali sul libero mercato.

Possono usufruire del servizio, secondo quanto previsto dal Decreto Legislativo 387/03 e dalla Legge 239/04, i produttori titolari di:

- impianti con potenza nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;
- impianti di qualsiasi potenza che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: solare, eolica, geotermica, moto ondoso, mareomotrice, idraulica (impianti acqua fluente);
- impianti da fonti rinnovabili non programmabili di qualsiasi potenza e da fonti rinnovabili programmabili di potenza superiore a 10 MVA, purché nella titolarità di autoproduttori;
- impianti con potenza nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili, compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride.

Il ritiro dedicato è regolato da una convenzione tra il produttore di energia elettrica e il GSE, che sostituisce ogni altro adempimento relativo alla cessione dell'energia elettrica immessa in rete, al dispacciamento e al trasporto. Per poter accedere al servizio la convenzione deve riguardare tutta l'energia immessa in rete (al netto dell'eventuale energia CIP 6/92 o di quella definita nella delibera 108/97).

All'energia ritirata viene riconosciuto dal GSE, ora per ora, il prezzo di mercato della zona in cui si trova l'impianto.

Per il ritiro dell'energia elettrica dagli impianti FER con potenza fino ad 1 MW, vengono riconosciuti dal GSE dei prezzi minimi garantiti, applicati ai primi 2 GWh di energia elettrica immessa; per l'energia immessa oltre questo valore vengono riconosciuti i prezzi di ritiro del mercato.

5. Casi studio

Si considerano di seguito tre casi principali di applicazione degli ORC, cui sono riconducibili le varie opzioni di impiego per il recupero di energia termica e la valorizzazione energetica ed economica sia dell'energia termica che dell'energia elettrica.

Nel Caso 1: Cogeneratore (caldaia+ORC) il volume di controllo racchiude sia la caldaia che il ciclo organico. In uscita dal blocco si avrà energia elettrica, energia termica a bassa temperatura (quella in uscita dal condensatore del ciclo) e l'eventuale energia termica prodotta dalla caldaia e inviata direttamente alle utenze.

Nel Caso 2: Recupero calore di processo viene separato il processo, o l'impianto di cogenerazione, dal ciclo.

Nei casi 3 e 4 viene trattato il recupero di calore da cogenerazione alimentata rispettivamente da fonti fossili e rinnovabili.

5.1. Caso 1: Cogeneratore (caldaia+ORC)



Figura 3: schema ORC e caldaia visti come un unico cogeneratore

Come accennato in precedenza, vi sono diversi incentivi disponibili, cui si va ad aggiungere la possibilità, come meglio spiegato in seguito, di ottenere una fiscalità agevolata su parte del combustibile nel caso della cogenerazione.

L'installazione di un sistema ORC in cascata a una caldaia può essere considerato in un unico blocco e perciò come un cogeneratore. Per cogenerazione s'intende la produzione simultanea di energia elettrica e calore; calore prodotto dalla caldaia e recuperato dal condensatore del ciclo ORC ed energia elettrica prodotta dal generatore elettrico collegato al ciclo Rankine. L'alimentazione della caldaia può avvenire tramite fonti fossili (gasolio, gpl, gas naturale, etc.) o fonti rinnovabili (biomasse, bioliquidi, biogas). La cogenerazione permette di avere un risparmio di energia in fonti primarie rispetto alle stesse quantità di energia elettrica e termica prodotta da sistemi separati. Questo comporta la riduzione del combustibile utilizzato e relativo risparmio economico, la riduzione delle emissioni in atmosfera e, nel caso di generazione presso le utenze, la riduzione delle perdite di trasmissione della rete elettrica.

Ai sistemi cogenerativi ad alto rendimento (CAR) che consentono risparmi di energia primaria minimi definiti dal legislatore sono riconosciute delle agevolazioni. I vantaggi riconosciuti alla CAR sono:

- esenzione dall'obbligo di acquisto dei CV (per produzione annua di energia elettrica maggiore 100 GWh);
- priorità al dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dopo le FER;
- accesso allo scambio sul posto se la potenza elettrica è inferiore a 200 kW;
- accesso agli incentivi come di seguito descritto.

Nel caso 1 considerato è possibile richiedere l'incentivo previsto dal D.M. 5 settembre 2011 per la CAR o, in alternativa solo se l'impianto è collegato a un teleriscaldamento, i TEE secondo la scheda la 22T o un progetto a consuntivo per teleriscaldamento industriale.

Se la caldaia viene alimentata con fonti rinnovabili, sulla parte elettrica è possibile optare per i CV o la TO, per le quali non è necessaria la qualifica di CAR. Da notare che in questo caso non è possibile usufruire dell'incentivo del D.M. 5 settembre 2011, mentre si possono chiedere i TEE per la sola parte termica nel caso di teleriscaldamento.

L'ente che si occupa del riconoscimento della CAR è il Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Oltre al riconoscimento della CAR, il GSE rilascia anche la Garanzia d'Origine (GOc), che attesta che l'energia elettrica prodotta proviene proprio da CAR. Il riconoscimento della CAR e della GOc avviene solamente a consuntivo. Il produttore entro il 31 marzo di ogni anno deve inviare i valori di energia elettrica e termica prodotti riguardanti l'anno precedente.

La richiesta di connessione alla rete a condizioni agevolate e la possibilità di accesso allo Scambio sul Posto possono invece essere richieste a preventivo e poi verificate a consuntivo. Sul sito internet del GSE è possibile scaricare le istruzioni e le procedure da seguire per il riconoscimento di CAR, GOc e SSP.

5.1.1. *Fiscalità*

Data la produzione di energia elettrica è possibile usufruire di una riduzione dell'imposta sul consumo (accisa) del combustibile utilizzato. Una nota molto discussa dell'Agenzia delle Dogane pubblicata il 6 settembre 2011 cambia completamente il meccanismo di valutazione dell'agevolazione fiscale. Dal momento che, sulla spinta degli stakeholder, si sta verificando la possibilità di definire una soluzione alternativa e più vicina alle condizioni precedentemente in vigore, si riportano qua entrambi i criteri, in attesa che sia fatta maggiore chiarezza.

Criterio in vigore fino a settembre 2011

L'accisa varia in base all'utilizzo (civile, industriale, generazione elettrica, etc.) e alla tipologia di combustibile. Nel caso di utilizzo del gas naturale, per esempio, il valore di accisa inclusa l'addizionale regionale vale circa 20 c€/m³ per usi civili (cliente domestico o edificio del terziario), 1,8 c€/m³ per usi industriali (alimentazione caldaie di processo) o assimilati e 0,04493 c€/m³ per la generazione elettrica [9]. Il passaggio da accisa civile (~20 c€/m³) o industriale (~1,8 c€/m³) ad accisa da generazione elettrica (0,04493 c€/m³) avviene in base al rendimento elettrico, ovvero al consumo specifico (rapporto tra la quantità di combustibile utilizzato e l'unità di energia elettrica generata). I consumi specifici limite sono indicati all'interno della delibera AEEG 16/98 [12], suddivisi per tipologia (gas naturale, oli e carbone). Nel caso in cui l'energia elettrica sia auto consumata tale accisa si riduce al 30% (≈0,01135 c€/m³). I combustibili e i relativi consumi specifici indicati nella delibera sono indicati nella Tabella 1.

Nel caso la centrale cogenerativa sia asservita a una rete per il riscaldamento di una pluralità di edifici o ambienti, tutto il combustibile che non passa ad accisa di generazione, anche quello utilizzato nelle caldaie di integrazione, può passare ad accisa industriale.

La condizione da rispettare è che la potenza elettrica del sistema sia pari almeno al 10% della potenza termica totale (compresa quella delle caldaie di integrazione) e l'energia elettrica prodotta durante l'arco dell'anno sia pari almeno al 10% dell'energia termica (L. 10/91 [17] e Circolare Ministero delle Finanze n. 145 del 17.5.1995 [18]).

Combustibile	Consumo specifico medio
Gas naturale	0,25 Nm ³ / kWh
Combustibili equivalenti agli oli combustibili ATZ	0,221 kg / kWh
Carbone	0,335 kg / kWh

Tabella 1: combustibili e consumi specifici delibera AEEG 16/98

Esempio cogeneratore:

Combustibile: Gas Naturale (PCI = 9,6 kWh / Nm³)

Produzione di energia elettrica annua: 400.000 kWh

Gas naturale consumato ($\eta_{\text{elettrico COG.}} = 0,22$): 189.394 Nm³

Combustibile in accisa da generazione elettrica: 400.000*0,25 = 100.000 Nm³

Combustibile in accisa con valore che varia in base all'uso (civile o industriale):

$$189.394 - 100.000 = 189.394 \text{ Nm}^3$$

Nel caso si utilizzassero combustibili non indicati nella delibera 16/98 è possibile fare riferimento ai cosiddetti "combustibili equivalenti" e cioè ai combustibili che sono stati sostituiti nell'impiego. Per esempio, gli oli e i grassi animali e vegetali, modificati chimicamente (quelli non modificati sono esenti da accisa di generazione elettrica), hanno come combustibile equivalente l'olio combustibile denso BTZ e relativo consumo specifico dell'olio ATZ (uguale potere calorifico inferiore 11,4 kWh/kg).

Criterio introdotto dalla nota delle Agenzie delle Dogane n. 75649 del 6 settembre 2011

La nuova procedura calcola la percentuale di combustibile al quale viene riconosciuta l'accisa per uso di generazione elettrica come il rapporto tra l'energia elettrica (misurata dal contatore fiscale) e la somma dell'energia elettrica e quella termica prodotte dal cogeneratore (desunta da un misuratore di energia termica che rispetti la direttiva MID 2004/22/CE, di cui si richiede l'installazione). La restante parte di combustibile è sottoposto all'accisa per usi civili o industriali in base al settore di applicazione. Nel caso non sia possibile applicare il misuratore di calore, la percentuale di ripartizione del combustibile può essere calcolata sulla base delle potenze (rapporto tra potenza elettrica e somma della potenza elettrica e termica), ma la dichiarazione deve essere accompagnata da una relazione asseverata da un tecnico abilitato con indicate le motivazioni della mancanza.

Il risultato in termini economici, non considerando il costo del misuratore, che per piccoli impianti può essere significativo, è per un cogeneratore alimentato a gas naturale un extra onere nell'ordine dei 20-30 €/MWh_e per gli usi civili e dei 2-3 €/MWh_e per quelli industriali. È evidente che gli impianti sottoposti ad accisa usi civili sul gas naturale risultano pesantemente danneggiati dalle nuove regole, che peraltro impattano su tutti i cogeneratori, compresi quelli già in funzione).

Ricollegandosi all'esempio precedente, la quantità di gas naturale che gode di accisa per usi elettrici passa da 100.000 m³ a circa 55.000 m³.

Criterio in vigore dal 28 aprile 2012

Il calcolo dell'imposta sul consumo di gas naturale per gli impianti di cogenerazione segue una procedura particolare (art. 3. bis [D.L. 2/3/12 come modificato dalla legge di conversione 44/12](#)). Per l'anno 2012 sui primi 0,220 m³ di gas naturale necessari a produrre 1 kWh è dovuta l'imposta per la generazione di elettricità (0,04493 c€/m³). Per gli anni successivi sarà regolato da un decreto interministeriale del Ministero delle Attività Produttive e del Ministero dell'Economia e delle Finanze, da emanarsi entro ottobre 2012.

Di seguito viene riportato un esempio per un utilizzatore soggetto ad accisa industriale.

Impianto con rendimento elettrico del 40%, corrispondente ad un consumo specifico di 0,26 m³/kWh_e, produzione annua di 5.000.000 kWh_e, consumo gas per cogeneratore 1.300.000 m³ e per caldaie 500.000 m³. Si ha (a 0,220 m³/kWh_e corrispondono 1.100.000 m³):

$$1.100.000 \times 0,0004493 = 494,23 \text{ €}$$

$(1.300.000 - 1.100.000 + 500.000) \times 0,018 = 12.600,00 \text{ €}$

Totale imposte: 13.094,23 €

I consumi specifici per la generazione elettrica su cui calcolare per il 2012 la riduzione di accisa per gli altri combustibili sono presenti nella [nota del 31/5/12 dell'Agenzia delle Dogane](#) e di seguito riportati.

Combustibile	PCI medio	Unità di misura	Consumi specifici medi 2012	
			Altri produttori	Enel
Olio comb. Atz	9.800 kcal/kg	kg/kWh	0,194	0,191
Gas naturale	9.200 kcal/kg	m ³ /kWh		0,220
Carbone	7.400 kcal/kg	kg/kWh	0,312	0,304
Gasolio	10.200 kcal/kg	kg/kWh	0,186	0,183
Gpl	11.000 kcal/kg	kg/kWh	0,173	0,170

In caso di autoconsumo l'accisa di generazione elettrica del combustibile è ridotta al 30% del valore. Sul combustibile restante è dovuta l'imposta base dell'utenza considerata (usi industriali e assimilati o civili).

5.2. Caso 2: Recupero calore di processo

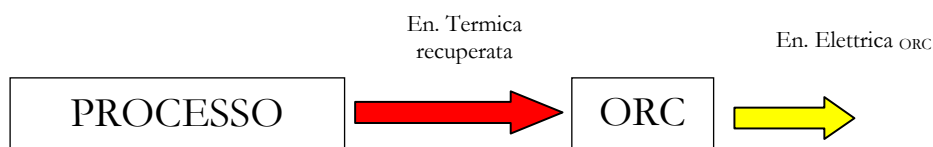


Figura 4: ORC alimentato da energia termica di recupero da un processo

Nel caso di un generico processo, l'energia termica recuperata, altrimenti dissipata, può essere utilizzata per alimentare un ciclo ORC (Figura 4). In questo caso si possono richiedere certificati bianchi con riferimento all'energia elettrica prodotta dall'ORC. Il tipo di progetto sarà tipicamente a consuntivo, non esistendo attualmente schede semplificate dedicate.

L'ammontare di TEE ottenibili dipende innanzitutto dalla baseline del processo considerato, ossia da quanta parte dell'energia termica in ingresso all'ORC non viene, per quel tipo di processo, già recuperata normalmente. Su tale surplus possono essere richiesti i TEE. Il numero di titoli può essere calcolato sull'energia elettrica prodotta, prendendo come riferimento il valore stabilito dall'AEEG, pubblicato nella delibera EEN 3/08 di 0,187 tep/MWh prodotto [16]. Si ricorda che il coefficiente di durabilità indicato in questo caso è pari a 3,36.

5.3. Caso 3: Recupero calore da cogenerazione da fonti fossili

Nel caso della cogenerazione ad alto rendimento da fonti non rinnovabili è possibile applicare il D.M. 5 settembre 2011. La temperatura dell'acqua al condensatore può anche raggiungere, in alcuni casi, 80-90 °C, idonea ad essere utilizzata ad esempio in piccole reti di teleriscaldamento (En. termica alle utenze). In questo caso diventa possibile in alternativa applicare la scheda 22T sui certificati bianchi.

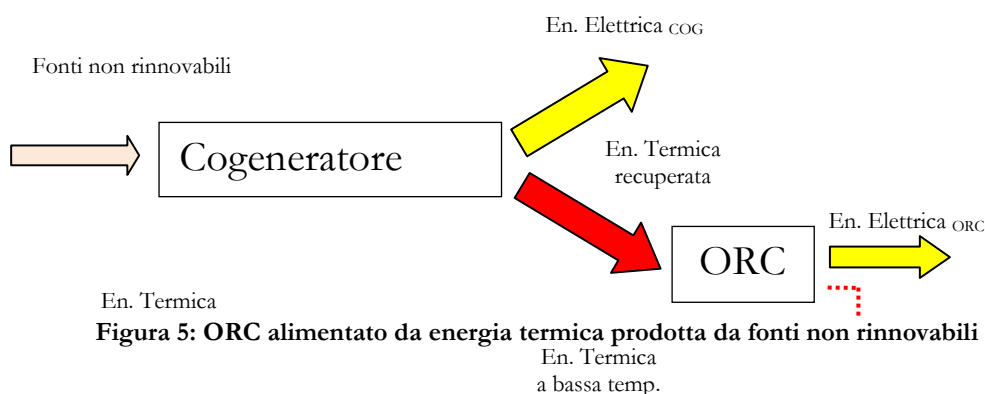


Figura 5: ORC alimentato da energia termica prodotta da fonti non rinnovabili

5.4. Caso 4: Recupero calore da cogenerazione da fonti rinnovabili

Se il cogeneratore è alimentato da fonti rinnovabili è possibile richiedere certificati verdi o tariffa fissa omnicomprensiva, sulla produzione elettrica sia del cogeneratore (En. Elettrica COG), sia del ORC (En. Elettrica ORC). Nel caso dei CV la produzione di energia elettrica con l'ORC installato in cascata al cogeneratore deve avvenire nello stesso impianto. Non è possibile richiedere CV per l'energia elettrica generata da un altro soggetto cui venga ceduto il calore cogenerato.

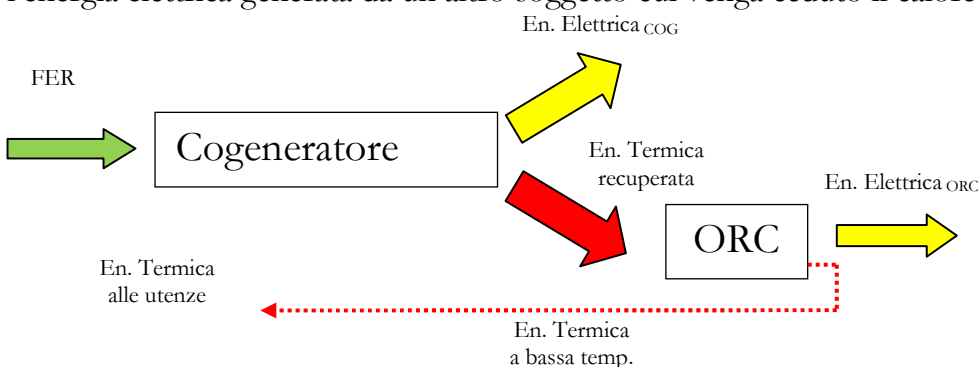


Figura 6: ORC alimentato da energia termica prodotto da fonti rinnovabili

Si ricorda inoltre che nel caso della TO la somma della potenza dei generatori elettrici non può superare 1 MW.

Non viene di solito considerata, perché non conveniente, la possibilità di richiedere TEE sulla produzione di energia elettrica del ORC e del cogeneratore, rinunciando ai certificati verdi o alla tariffa omnicomprensiva, applicando il D.M. 5 settembre 2011 (possibile comunque solo in caso di CAR).

6. Legenda

AEEG = Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;

CAR = Cogenerazione ad alto rendimento;

CV = Certificati verdi;

En.Elettrica = Energia elettrica prodotta dal blocco caldaia + ORC (Caso 1);

En.Elettrica_{COG} = Energia elettrica prodotta dal cogeneratore (Casi 3-4);

En.Elettrica_{ORC} = Energia elettrica prodotta dal ciclo ORC (Casi 2-3-4);

En.Termica = Energia termica prodotta dal cogeneratore (Caso 1);

En.Termica a bassa temp.= Energia termica in uscita dal ORC;

En.Termica recuperata = Energia termica utilizzata dal ORC (Casi 2-3-4);

FER = Fonti energetiche rinnovabili;

GME = Gestore Mercati Energetici;

GOc = Garanzia di origine;

GSE = Gestore Servizi Energetici;

IAFR = Impianto alimentato a fonti rinnovabili;

IRE = Indice di risparmio energetico;

MSE = Ministero dello Sviluppo Economico

ORC = Organic rankine cycle;

P = Potenza;

PCI = Potere calorifico inferiore;

PES = Primary energy saving;

POD = Point of delivery (identifica univocamente il punto di consegna al cliente finale sulla rete elettrica)

SSP = Scambio sul posto;

TEE = Titoli di efficienza energetica o certificati bianchi;

TICA = Testo integrato delle connessioni attive;

TISP = Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto;

TO = Tariffa fissa omnicomprensiva;

UTF = Ufficio Tecnico delle Finanze.

7. Bibliografia

- [1] AEEG, Delibera ARG/elt 99/08 e s.m.i., Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA).
- [2] AEEG, Delibera ARG/elt 205/08, Istituzione di un'anagrafica per gli impianti di produzione di energia elettrica e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.
- [3] D.M. 20.07.2004, Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.
- [4] D.M. 20.07.2004, Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- [5] Legge 23 luglio 2009, n. 99, Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- [6] AEEG, Delibera EEN 9/10, Approvazione di tre nuove schede tecniche per la quantificazione dei risparmi energetici relativi all'installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile, all'applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria e all'applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria (nell'ambito dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni).
- [7] Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008).
- [8] AEEG, Delibera ARG/elt 1/09, Attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

- [9] D. Lgs. 26 ottobre 1995, n.504, Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.
- [10] AEEG, Delibera n. 42/02, Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- [11] D. Lgs. 8 febbraio 2007, n.20, Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE.
- [12] AEEG, Delibera n. 16/98, Verifica di congruità dei parametri per la determinazione dell'onere termico per il primo semestre 1997.
- [13] AEEG, Delibera ARG/elt 74/08, Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP).
- [14] AEEG, Delibera 280/07, Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e dell'articolo 1, comma 41 della legge 23 agosto 2004, n.239.
- [15] AEEG, Delibera ARG/elt 1/09, Attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.
- [16] AEEG, Delibera EEN 3/08, Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.
- [17] Legge 9 gennaio 1991, n. 10 Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- [18] Circolare del Ministero delle Finanze n. 145 17/05/1995, Impianti di cogenerazione. Trattamento fiscale del gas metano utilizzato per l'esercizio delle caldaie d'integrazione e soccorso.
- [19] D.M. 4 agosto 2011: Integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una

domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia, e modificativa della direttiva 92/42/CE.

- [20] D.M. 5 settembre 2011: Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento.
- [21] Nota Agenzia delle Dogane n. 75649 del 6 settembre 2011: Produzione combinata di energia elettrica e calore presso officine elettriche di cogenerazione. Accertamento e liquidazione dell'imposta afferente il prodotto energetico utilizzato.
- [22] AEEG Delibera EEN 9/11: Aggiornamento, mediante sostituzione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche ed integrazioni, in materia di Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i. e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica.

