



Università degli Studi di Padova
Dipartimento di Ingegneria Industriale
Corso di laurea magistrale in Ingegneria Energetica

**APPROCCIO MILP PER IL DESIGN DI HYBRID
POWER SYSTEMS RIVOLTO A UNA TRANSIZIONE
VERSO LE FONTI RINNOVABILI**

Elaborato di laurea in Sistemi Energetici

RELATORE
Prof. Andrea Lazzaretto
CORRELATORE
Ing. Sergio Rech

CANDIDATO
Gennaro Vitiello
matr. 1173001

Anno accademico 2019-2020

Abstract

L'obiettivo di questo elaborato è quello di creare un modello di ottimizzazione per analizzare in modo efficace ed efficiente le differenze, in termini di competitività sul territorio nazionale, di sistemi ibridi alimentati sia da fonti fossili che rinnovabili. A valle di quest'analisi, si definisce un criterio generale di valutazione degli eventuali incentivi da assegnare per raggiungere un dato obiettivo economico che tenga conto della disponibilità di fonti primarie della zona in cui si intende installare l'impianto.

Le domande di potenza dell'utenza da soddisfare rappresentano un aspetto fondamentale per questo tipo di lavoro, e in questo caso si è deciso di focalizzarsi su un edificio tipo impiegato nel settore terziario, sebbene il metodo sia valido anche per un'analisi nel settore industriale e per impianti di taglia maggiore, in grado di coprire il fabbisogno di potenza anche di aree estese.

Nel primo capitolo viene effettuato un riepilogo sullo stato dell'arte relativo alla modellazione e all'ottimizzazione, di tipo deterministico o stocastico, di sistemi caratterizzati da diverse tecnologie di trasformazione e accumulo energetico. Tra questi, i modelli basati sulla *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) si sono dimostrati i più adatti per il raggiungimento dell'obiettivo prefissato, consentendo una impostazione semplice del problema di ottimizzazione, con una perdita di accuratezza ridotta nonostante la linearizzazione delle curve caratteristiche delle unità del modello. Essi presentano inoltre una grande flessibilità, consentendo sia ottimizzazioni del design di nuovi sistemi che del funzionamento di configurazioni prescelte, e si prestano bene anche ad approcci di tipo stocastico, al costo tuttavia di uno sforzo computazionale maggiore.

Nel secondo capitolo si fornisce un contesto storico sui meccanismi di incentivazione che si sono succeduti in Italia negli ultimi anni, ricostruendone l'evoluzione fino ad arrivare a quelli attualmente in vigore.

Nel terzo capitolo si realizza invece una sintesi sulla diffusione delle diverse fonti

rinnovabili in Italia nell'ultimo decennio, traendo considerazioni sull'impatto del sistema incentivante discusso nel capitolo precedente e dell'evoluzione dei costi delle diverse tecnologie. Lo scopo di quest'analisi è la determinazione dei casi più interessanti da includere nel modello finale e quindi da incentivare. Tra le considerazioni più importanti vi è una riduzione del tasso di crescita del fotovoltaico a partire dall'esaurimento del Quinto Conto Energia, ragion per cui si è deciso di analizzare la competitività di sistemi ibridi con unità cogenerative e impianti solari fotovoltaici e termici.

Infine, nell'ultimo capitolo si descrive la struttura generale di un problema MILP e si realizza il modello di ottimizzazione in ambiente Python-Gurobi per i casi studio considerati, dai cui risultati si definisce un criterio per il calcolo dell'incentivo da attribuire alle configurazioni scelte.

I metodi proposti sono l'imposizione di una condizione sul tempo di ritorno attualizzato dell'investimento (posto a titolo di esempio pari a 5 anni) oppure di pareggio del VAN rispetto a una soluzione favorevole, gli investimenti per uno stesso impianto posto in località diverse. In base a tale obiettivo viene calcolato un contributo in conto capitale da erogare per sei diverse località, ciascuna caratteristica di una zona climatica e a diversa latitudine. I calcoli vengono effettuati sia per impianti già beneficiari dal sistema di contribuzione statale che per sistemi non incentivati. Nel primo caso il criterio migliore si dimostra quello del pareggio del VAN, il quale elimina le differenze di valore dell'investimento tra Nord e Sud, mentre nel secondo caso il metodo dell'impostazione del *payback* si rivela più equo.

Tali valori vengono normalizzati rispetto a quello di una situazione di riferimento, e vengono realizzate delle curve di un "modificatore dell'incentivo" k tramite processo di *fitting* in MATLAB, in funzione dei valori di irradiazione media annua e, alternativamente, dei gradi giorno. In tal modo è possibile calcolare l'incentivo da assegnare in una qualsiasi località semplicemente come $I = k \cdot I_{ref}$. Il riferimento per l'assegnazione di tali incentivi sono i programmi POR FESR, il cui accesso è attualmente basato sulla partecipazione a dei bandi. Volendo adottare un sistema di contribuzione a tariffe, o in caso di presenza di diverse tecnologie rinnovabili, si impone un ultimo problema di ottimizzazione per l'allocazione degli incentivi.

Introduzione

Negli anni recenti, nello scenario energetico hanno assunto sempre più rilevanza temi quali la transizione verso le fonti rinnovabili, la decentralizzazione della generazione, l'accesso all'energia di una percentuale sempre maggiore della popolazione mondiale, la liberalizzazione dei mercati.

Il concetto di *sviluppo sostenibile* e i temi della riduzione delle emissioni e dell'impatto ambientale sono ormai stati portati pienamente all'attenzione della scena internazionale, come testimoniano le 25 conferenze sui cambiamenti climatici (COP) che hanno avuto luogo nell'ultimo quarto di secolo.

Attualmente però la maggior parte dell'energia consumata nei paesi industrializzati deriva ancora da combustibili fossili. Nonostante ci sia stato un considerevole impulso nello sviluppo delle energie a fonti alternative e rinnovabili a partire dall'istituzione del protocollo di Kyoto nel 1997, a causa di vincoli soprattutto economici, ma anche tecnici (ad esempio quelli legati alla regolazione della rete di distribuzione), risulta ad oggi piuttosto complesso un rapido e pressoché completo abbandono delle fonti fossili.

La transizione verso un futuro in cui il settore energetico sia dominato da fonti rinnovabili è pertanto un processo graduale, che necessita di un opportuno sfruttamento delle economie di scala e di una gestione intelligente dei sistemi di trasformazione ed accumulo energetico. Da qui nasce l'idea di *Smart Energy Systems* (SES), noti anche come *Multi Energy Systems* (MES) o *Hybrid Power Systems* (HPS).

Nell'ambito dell'ingegneria elettrica e delle telecomunicazioni, è già ampiamente diffusa l'idea di *smart grid*, che si riferisce essenzialmente ad una gestione intelligente della rete volta a massimizzare l'efficienza della distribuzione.

Parlando di *smart energy systems* invece, il termine *smart* assume un significato più ampio, considerando le reti come parte di sistemi in cui l'energia primaria, derivante da fonti sia fossili che rinnovabili, sia opportunamente convertita in elettricità,

calore o biocombustibili in modo tale da migliorare l'efficienza complessiva, il bilancio di potenza e la stabilità della rete [1].

Gli HPSs sono quindi sistemi costituiti da diverse tecnologie adibite alla trasformazione e all'accumulo di energia elettrica, termica e frigorifera, e rappresentano in pieno l'ormai stringente esigenza di una progettazione e gestione intelligente di impianti che utilizzino fonti "non dispacciabili" quali sole e vento, sia *on grid* che *off grid*, in modo da renderli flessibili rispetto alla variazione della disponibilità di risorse e del carico, tenendo conto non solo di aspetti economici, ma anche ambientali.

L'obiettivo di questo elaborato è quello di creare un metodo per analizzare le differenze in termini di competitività di diverse configurazioni impiantistiche, costituite da sistemi ibridi alimentati sia da fonti fossili che rinnovabili, e definire un criterio generale di valutazione degli eventuali incentivi da assegnare per raggiungere un determinato obiettivo economico che tenga conto della disponibilità di risorse della zona in cui si intende installare l'impianto. Il profilo di carico da soddisfare è un aspetto fondamentale per questo tipo di lavoro, e in questo caso si è deciso di focalizzarsi su un edificio tipico di un'azienda operante nel settore terziario, sebbene il metodo sia valido per qualsiasi tipo di carico e taglie di potenza.

Si vuole ovviamente che il valore dell'incentivo sia il minimo possibile, rappresentando quest'ultimo una spesa per i cittadini, ma sufficiente a rendere conveniente l'investimento per un imprenditore sulla base di un parametro prescelto, in questo caso il tempo di ritorno attualizzato.

L'analisi è supportata da una sintesi sull'evoluzione dei meccanismi di incentivazione statali italiani e dei costi delle diverse tecnologie rinnovabili, nonché sulla diffusione delle rinnovabili in Italia nell'ultimo decennio.

Sulla base di quanto messo in evidenza nel primo capitolo sullo stato dell'arte della modellazione e dell'ottimizzazione dei sistemi di potenza, il metodo proposto si basa sull'utilizzo di un algoritmo *Mixed Integer Linear Programming* (MILP), che sfrutta variabili binarie per determinare lo stato on/off delle unità considerate e ottimizzarne il funzionamento, e che può essere eventualmente impiegato per il design di una configurazione ottima a partire da un insieme di diverse tecnologie.

Indice

Abstract	1
Introduzione	3
1 Gli Hybrid Power Systems in letteratura	9
1 La Power Pinch Analysis	10
2 L'ottimizzazione con tecniche MINLP e MILP	11
3 Modelli stocastici	15
4 Conclusioni	19
2 Gli incentivi in Italia	21
1 Storia degli incentivi in Italia	22
1.1 Il CIP6	22
1.2 I Certificati Verdi	23
1.3 La Tariffa Onnicomprensiva	25
1.4 Fotovoltaico: il Conto Energia	25
1.4.1 Il Primo Conto Energia	26
1.4.2 Il Secondo Conto Energia	26
1.4.3 Il Terzo Conto Energia	29
1.4.4 Il Quarto Conto Energia	31
1.4.5 Il Quinto Conto Energia	35
1.4.6 Il Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91	39
1.5 Il DM 06/07/2012	40
1.6 Il DM 23/06/2016	41
1.7 Il primo Conto Termico	41
2 L'energia termica oggi	42

Indice

2.1	Ecobonus	42
2.2	Conto Termico 2.0	43
2.3	Il Decreto Legge 19 maggio 2020	48
3	L'energia elettrica oggi	49
3.1	Il DM 4 luglio 2019	51
3.2	Lo Scambio Sul Posto	56
3.3	Detrazioni fiscali fotovoltaico	58
3.4	Il Ritiro Dedicato	59
3.5	Energia da biogas	61
4	I Certificati Bianchi	62
5	Cogenerazione ad alto rendimento	64
5.1	I benefici della CAR	67
6	Biocarburanti	68
7	Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E	71
7.1	Il solare fotovoltaico	71
7.2	Eolico on-shore	78
7.3	Energia idraulica	79
7.4	Gas residuati dai processi di depurazione	81
7.5	Geotermia	82
7.6	Biogas	83
7.7	Biomasse	86
8	Il ruolo degli enti locali	90
8.1	Obiettivi nazionali e regionali al 2020	91
8.2	Piani Energetici Regionali	94
8.3	I programmi POR FESR	95
9	Sintesi e considerazioni	97
3	Lo sviluppo delle FER in Italia	100
1	Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia	101
1.1	Dati al 31/12/12	102
1.2	Dati al 31/12/16	103
1.3	Dati al 30/06/19	105
1.4	Energia eolica	110
1.5	Energia idraulica	113
1.6	Bioenergie	115

1.7	Geotermia	118
1.8	Fotovoltaico	119
2	Lo sviluppo del settore termico alimentato da FER	124
2.1	Il solare termico	126
3	Costi di generazione di potenza da fonti rinnovabili	128
4	Sintesi e considerazioni	132
4	Metodologia	134
1	Struttura dei problemi MINLP e MILP	135
1.1	Mappe caratteristiche	136
1.2	Equazioni di bilancio	139
1.3	Problema di ottimizzazione	141
2	Modello MILP di base senza accumulo	147
2.1	Validazione del modello	154
3	Caso di accumulo termico con capacità variabile	160
4	Caso di accumulo con capacità variabile e rendimento	165
5	Caso di accumulo con capacità fissa	173
6	Modello solare fotovoltaico	174
7	Modello solare termico	177
8	Caso studio: uffici	178
9	Calcolo con PBP attualizzato fissato	188
9.1	Risultati Padova	190
9.2	Risultati Lampedusa	194
9.3	Risultati Palermo	197
9.4	Risultati Napoli	200
9.5	Risultati Firenze	203
9.6	Risultati Belluno	206
10	Calcolo con pareggio del VAN	209
11	Situazione senza incentivi statali	212
11.1	Risultati Palermo	212
11.2	Risultati Napoli	213
11.3	Risultati Firenze	214
11.4	Risultati Padova	216
11.5	Risultati Belluno	217
11.6	Analisi dei risultati	218

Indice

12	Criterio generale per il calcolo dell'incentivo	221
13	Sintesi e considerazioni	225
	Conclusioni	229

Capitolo 1

Gli Hybrid Power Systems in letteratura

Negli ultimi anni diversi studi hanno mostrato i benefici dell'utilizzo di Hybrid Power Systems: affidabilità, sicurezza, qualità dell'energia, miglioramenti ambientali, dilazione del costo di trasmissione dell'energia nell'elettrificazione di zone rurali e remote, limitazione dell'impatto dell'instabilità del prezzo dell'elettricità, nonché promozione dello sviluppo delle energie rinnovabili.

In questo primo capitolo si illustrano i lavori più importanti effettuati nell'ambito della modellazione e dell'ottimizzazione di sistemi energetici, mettendo in evidenza quali siano le tipologie di approccio utilizzabili e i loro punti di forza e lacune.

Si riportano inoltre le conclusioni principali di suddetti studi, al fine di comprendere meglio quali siano i temi più affrontati nello scenario odierno e quelli più problematici.

È opportuno puntualizzare che sebbene gli HPS siano sistemi complessi caratterizzati da elementi molto diversi tra loro, esiste una validità generale nell'approccio all'ottimizzazione del loro design che viene condivisa anche nell'analisi di sistemi più semplici, non ibridi ma omogenei. Per questo motivo si riportano di seguito alcuni tra i metodi più diffusi nell'ambito dello studio dei sistemi di potenza, di cui è presentata una sintesi in tabelle 1.1 e 1.2.

Per quanto riguarda le principali prospettive nell'ambito degli Smart Energy Systems, in [2] sono riportati alcuni lavori selezionati dalla quarta conferenza internazionale sugli Smart Energy Systems e sul *district heating* di quarta generazione, tenuta

in Danimarca nel 2018. Tali studi forniscono una panoramica generale sulle applicazioni più recenti per il recupero energetico, per l'utilizzo di fonti rinnovabili per il teleriscaldamento, nonché modelli per ottimizzare l'incontro tra l'offerta e la domanda termica degli edifici.

Nell'ambito del design e dell'ottimizzazione dei sistemi di potenza, si vogliono invece segnalare due importanti rassegne recentemente pubblicate. La prima [3] descrive la logica generale, la risoluzione temporale e le caratteristiche tecnologiche ed economiche di 75 tra gli strumenti di modellazione più impiegati per impianti comprendenti sistemi alimentati a fonti rinnovabili. La seconda [4] si focalizza sui recenti sviluppi nell'ambito dell'ottimizzazione dei sistemi energetici.

Un altro lavoro interessante è poi quello di Olsthoorn [7], che revisiona le più importanti metodologie di modellazione ed ottimizzazione per l'integrazione di sistemi di accumulo e tecnologie rinnovabili nell'ambito del *district heating*.

Generalmente queste tipologie di modelli vengono realizzati e risolti negli ambienti AMPL, Python-Gurobi[®], GAMS[®] e CPLEX[®][5], [6].

1 La Power Pinch Analysis

Tra le diverse tecniche sviluppate per lo studio di sistemi energetici, una delle più degne di nota è sicuramente la *Power Pinch Analysis* (PoPA), in cui l'accumulo istantaneo viene valutato direttamente come differenza tra i flussi di input (fonte) e output (domanda) che attraversano il confine del sistema, aggiornando lo stato dell'accumulo ad ogni nuovo intervallo temporale. Ulteriori ricerche hanno incorporato il concetto di PoPA in un approccio basato sullo *space design* [8], ovvero uno spazio costituito da tutte le soluzioni possibili da cui poi estrarre quella ottimale, con obiettivo la minimizzazione del *Cost of Energy* (COE) di un sistema isolato alimentato da fonti rinnovabili.

In seguito, sono state utilizzate anche le *Power Composite Curves* e le *Continuous Power Composite Curves* [9] per l'ottimizzazione degli HPS connessi alla rete. Questi strumenti si sono rivelati particolarmente utili per la valutazione del minimo approvvigionamento giornaliero esterno di energia elettrica (*outsourced energy supply*, OES) e del surplus energetico disponibile per i giorni successivi.

Per migliorare il calcolo in termini di velocità e precisione, è stato inoltre introdotto un approccio PoPA in forme tabulari note come *Power Cascade Analysis* (PoCA)

e *Storage Cascade Table* (SCT) [10]. Per tener conto delle dissipazioni di energia sono poi state apportate migliorie introducendo parametri quali il tasso di scarica delle batterie, efficienze di carica e scarica, efficienza degli inverter e dei raddrizzatori [11]. Un'ulteriore estensione di tali lavori ha poi portato all'inclusione di analisi di sensitività per la valutazione dell'impatto dei guasti dei sistemi a energie rinnovabili sul costo annuale totale considerando la *feed in tariff* (FIT) [12]. In questo caso l'obiettivo è la minimizzazione della capacità massima delle batterie elettriche e dell'elettricità acquistata dalla rete.

Successivamente è stato introdotto un PoPA esteso (EPoPA) [13] per l'ottimizzazione del design di HPS integrati con sistemi ibridi di stoccaggio dell'energia (batterie e accumulo di idrogeno). Gli autori hanno esteso il periodo di analisi a un anno, con periodo di risoluzione mensile. Nel caso specifico è stata introdotta un'ottimizzazione tramite programmazione lineare (LP) per il generatore diesel e le capacità minime del sistema di stoccaggio di idrogeno al minimo costo totale annuale (*Total Annual Cost*, TAC). La perdita di potenza nel sistema di stoccaggio di idrogeno è stata poi considerata in un modello EPoPA modificato (MEPoPA) [14]. Tali studi hanno confermato la convenienza economica dell'utilizzo di un sistema a fonti rinnovabili e storage di idrogeno integrato con un generatore diesel piuttosto che del solo sistema completamente rinnovabile.

Un ulteriore metodo basato sulla PoPA è costituito dall'*Electric System Cascade Analysis* (ESCA) [15] per il design di un sistema con minimizzazione della taglia dell'accumulo e dell'*energy dump* (energia generata principalmente a causa di vincoli impiantistici che non viene mandata in rete). Tale modello è stato originariamente pensato per fonti non intermittenti e poi migliorato ed esteso in modo da essere applicato anche alle sorgente solare [16], in modo da poter analizzare il comportamento di un sistema stand-alone integrato con fonti rinnovabili. Sebbene lo studio abbia messo bene in evidenza l'influenza dei flussi di potenza da fotovoltaico sulla carica e scarica della batteria, questa metodologia si è rivelata capace di ottimizzare solo un generatore di potenza all'interno del sistema considerato.

2 L'ottimizzazione con tecniche MINLP e MILP

Nonostante i vantaggi di essere uno strumento intuitivo e di consentire una visualizzazione grafica, la PoPA può non essere efficace nei casi in cui ci siano numerose

2. L'ottimizzazione con tecniche MINLP e MILP

variabili di input e una finestra temporale di analisi significativamente estesa.

Per superare queste limitazioni, Chen et al. [17] hanno sviluppato modelli di transshipment basati sulla programmazione lineare, di tipo condensato (CTM) ed esteso (ETM) per l'ottimizzazione off grid. Sono state quindi adoperate tecniche di *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) [18], introducendo rapporti di recupero che tenessero conto delle perdite di distribuzione e stoccaggio dell'energia elettrica. Questo tipo di approccio si è difatti rivelato un metodo più sistematico per l'analisi e il design di sistemi ibridi rispetto alla PoPA.

Nei modelli MILP le variabili intere vengono impiegate per includere o escludere un'unità oppure per determinarne lo stato on/off. Sebbene rispetto alla PoPA essi consentano una più semplice ottimizzazione di sistemi con molte unità, il principale problema della programmazione lineare mista intera resta però il tempo di calcolo, per cui in letteratura la maggior parte degli studi tende a utilizzare algoritmi di decomposizione o tecniche miste per velocizzare il processo di ottimizzazione.

Tra i primi lavori sulla velocizzazione dell'ottimizzazione del design di un generico sistema energetico con tecniche MILP è sicuramente degno di nota quello di Yokoyama [19], il quale propone un metodo di decomposizione di problemi MILP di larga scala che si è rivelato arrivare a una soluzione subottimale più rapidamente dell'algoritmo risolutivo convenzionale, che combina invece i metodi del *branch and bound* e del semplice.

Seguendo le orme di Yokoyama, in seguito Lee et al. [20] hanno introdotto un modello LP basato su una superstruttura matematica per rendere più flessibile e conveniente l'ottimizzazione degli HPS. Il concetto di superstruttura sta ad indicare uno spazio di configurazioni possibili definite a priori. Ciascuna soluzione, inclusa quella ottima, è estratta poi dalla superstruttura per esclusione di parti della stessa. In particolare, in questo lavoro si è sviluppata un'ottimizzazione sequenziale avente come obiettivi prima la minimizzazione dell'approvvigionamento elettrico esterno e poi della capacità dell'accumulo elettrico, considerando anche le perdite nell'HPS. L'ottimizzazione in due fasi non porta però sempre al minimo costo totale.

A partire da queste basi, il lavoro di Theo et al. [21] si è rivolto alla considerazione di sistemi di stoccaggio sia in DC che in AC, con un modello MILP con maggiore tolleranza nei confronti di un elevato numero di variabili di input, ma mantenendo i concetti di base della PoPA, con obiettivo la minimizzazione del *Net Present Cost* della produzione elettrica e dell'approvvigionamento di energia dalla rete. Il modello è stato applicato a un *Eco-Industrial Park* (EIP), mostrando la convenienza delle

batterie al piombo per via del basso costo d'investimento.

Lo studio di Lamedica et al. [22] si rivolge invece al design, sempre con tecniche MILP, di un sistema costituito da fotovoltaico ed eolico per un impianto industriale di Roma, risolvendo il problema di ottimizzazione per ogni mese con obiettivo la minimizzazione dei costi operativi e l'approvvigionamento energetico esterno.

Un altro studio significativo è quello di S.Rech e A.Lazzaretto [23], relativo alla massimizzazione del profitto π di un sistema ibrido caratterizzato da fonti dispacciabili e non dispacciabili tramite un modello MILP dinamico implementato in GAMS® e risolto con CPLEX®. In particolare sono inclusi nel modello un impianto cogenerativo alimentato a biocombustibili, caldaie a biomassa, moduli fotovoltaici e una centrale idroelettrica. L'ottimizzazione è rivolta al funzionamento nel periodo invernale di un impianto preesistente localizzato in una zona montuosa, e prevede la possibilità di scelta tra diverse tecnologie di stoccaggio in diversi casi studio, i quali includono sia la soluzione on grid che off grid. Ne emerge come l'accumulo termico sia sempre conveniente, mentre quello elettrico sia utile solo nel caso di sistema isolato per via dell'elevato costo.

Per quanto concerne la pianificazione del funzionamento sul lungo periodo, è sicuramente degno di nota il lavoro di Bischi et al. [24]. Esso si focalizza sulla minimizzazione dei costi nel funzionamento di impianti cogenerativi, proponendo un algoritmo di tipo "rolling horizon" combinato a una sequenza di modelli MILP. Tali modelli risolvono il problema di ottimizzazione del funzionamento settimanale con base oraria tenendo conto di carichi variabili, tariffe, condizioni ambiente e incentivi. L'algoritmo rolling horizon sfrutta stime aggregate di dati provenienti dalle settimane già ottimizzate e serve ad estendere il problema su una finestra temporale annuale, così da poter valutare l'effettivo soddisfacimento dei requisiti per la cogenerazione ad alto rendimento. Senza di esso una simulazione annuale sarebbe infattibile, mentre con questo approccio si riescono ad ottenere risultati utili in un arco variabile da 1 a 3 giorni. Si segnala inoltre come la presenza di sistemi di accumulo contribuisca molto alla crescita del tempo di risoluzione dei problemi settimanali alla luce della dipendenza tra gli intervalli temporali. I risultati mostrano un forte impatto degli incentivi, con una riduzione dei costi totali del 10%, e dell'uso di sistemi di accumulo termico, che riducono i costi operativi del 5%.

Per tenere in considerazione la presenza di equazioni non lineari nel modello del sistema bisognerebbe utilizzare algoritmi di ottimizzazione MINLP (*Mixed Integer Non Linear Programming*).

Molti studi hanno adoperato questi ultimi per l'analisi di sistemi di produzione di calore tradizionali e cogenerativi nell'ambito dei *district heating systems* (DHS), sebbene siano presenti applicazioni più recenti che tengono conto anche della produzione elettrica e dell'utilizzo di fonti rinnovabili. Ad esempio Amusat et al. [25] hanno ottimizzato una superstruttura contenente due alternative di produzione energetica dal solare (pannelli e ricevitore centrale) e tre alternative di accumulo energetico per rispettare le richieste orarie termica ed elettrica. Il problema MINLP è stato impostato sull'ottimizzazione dei costi di generazione, stoccaggio e approvvigionamento esterno in $\text{\textcircled{R}}$ GAMS per la selezione delle alternative migliori.

Tuttavia allo stato attuale l'utilizzo di tecniche MINLP non consente di elaborare problemi in cui siano presenti molte unità, con migliaia di variabili decisionali: per questo motivo risulta spesso conveniente trasformare il problema MINLP in MILP linearizzando le curve caratteristiche delle unità. Questo può essere fatto senza significative perdite di accuratezza per la maggior parte degli impianti di potenza e cogenerativi.

Un esempio è dato dal lavoro di Bischi et al. [26], in cui è stato elaborato un modello MINLP per *Combined Cooling Heating Power Systems* (CCHP) implementato in linguaggio AMPL, con obiettivo la minimizzazione dei costi operativi giornalieri. Si considerano due diversi livelli di temperatura a cui è disponibile l'energia termica e diversi prezzi di acquisto e vendita dell'energia elettrica. Le caratteristiche non lineari vengono linearizzate a tratti per alleggerire lo sforzo computazionale: fintantoché tali approssimazioni comportano dai 5 ai 20 intervalli, i risultati mostrano che soluzioni vicine all'ottimo possono essere trovate nell'arco di 5 minuti, e che in generale 10 tratti sono sufficienti per fornire stime accurate dei valori della funzione obiettivo.

In letteratura sono riportate anche numerose metodologie "miste" diverse dalla linearizzazione per velocizzare le ottimizzazioni basate su tecniche MINLP. Una di queste è quella proposta da Goderbauer et al. [27], il cui lavoro presenta un algoritmo adattabile di discretizzazione contenente un'interazione iterativa tra il problema misto intero (MIP) e la programmazione non lineare (NLP).

In [28] è invece proposto un algoritmo MINLP per la sintesi e il design di una rete di impianti CHP strutturato su due livelli. Nel primo livello si ottimizza la selezione e il dimensionamento tramite algoritmi evolutivi, mentre nel secondo livello il problema di pianificazione operativa viene linearizzato e risolto con un solver MILP, a cui è inoltre applicata una tecnica di delimitazione per ridurre il tempo computazionale.

Altri autori hanno utilizzato invece algoritmi genetici (*genetic algorithms*, GA). In

3. Modelli stocastici

[29], viene presentato uno studio incentrato sulla pianificazione del funzionamento di impianti cogenerativi, e la ricerca genetica è stata applicata alle sole variabili binarie, con l'obiettivo di aggirare problemi legati alla non convessità del problema e quindi alla possibilità che tecniche come il *branch and bound* producano soluzioni intere valide.

Studio	Metodo	Rinnovabili	Obiettivi
[8]	PoPA	Sì	min <i>COE</i>
[9]	PoPA	Sì	min <i>OES</i>
[12]	PoPA	Sì	min <i>OES, C_max</i>
[14]	MEPoPA,LP	Sì	min <i>TAC</i>
[16]	ESCA	Sì	min <i>C, en. dump</i>
[18]	CTM,ETM,MILP	Sì	min <i>OES</i>
[20]	LP	Sì	min <i>OES, min C</i>
[21]	MILP	Sì	min <i>NPC</i>
[22]	MILP	Sì	min <i>OES, op. costs.</i>
[23]	MILP	Sì	max π
[24]	MILP, rolling horizon	No	min <i>op. cost</i>
[25]	MINLP	Sì	min <i>costs</i>
[26]	MILP	No	min <i>op.costs</i>
[27]	MINLP	No	max <i>NPV</i>
[28]	2-stage MINLP	No	min <i>costs</i>
[29]	MILP, GA	No	min <i>fuel cons.</i>

Tabella 1.1: Alcuni esempi delle tecniche di ottimizzazione più rilevanti nel settore energetico che seguono un approccio deterministico.

3 Modelli stocastici

Gli studi evidenziati in tabella 1.1 hanno utilizzato un approccio deterministico. Tuttavia l'aspetto più critico dell'utilizzo di fonti rinnovabili è la predizione della produzione energetica, che dipende da fattori geografici e climatici.

Spesso gli autori non considerano l'aspetto probabilistico, ma utilizzano semplici funzioni di output per rappresentare l'energia prodotta tramite FER, oppure utiliz-

3. Modelli stocastici

zano espedienti quali il considerare la produzione fotovoltaica sempre nelle condizioni di massimo punto di potenza. Un altro metodo ampiamente diffuso è l'utilizzo dell'analisi di sensitività, la quale però può essere effettuata solo a valle della procedura di ottimizzazione.

Per superare questi problemi, spesso si modella l'incertezza utilizzando intervalli di confidenza di tipo fuzzy [30],[31], funzioni di distribuzione di probabilità (PDFs) [32], il modello autoregressivo a media mobile [33] o catene di Markov [34].

È opportuno a questo punto evidenziare la differenza tra ottimizzazione robusta e ottimizzazione stocastica.

- Si parla di *ottimizzazione robusta* quando l'obiettivo è la determinazione di una soluzione che sia in grado di far fronte ad un insieme opportunamente specificato di eventi imprevedibili e/o ad una data variabilità di taluni parametri senza diventare inammissibile e troppo costosa, non facendo alcuna ipotesi di natura probabilistica circa gli elementi del sistema soggetti ad incertezza.
- I metodi di *programmazione stocastica* sono invece estensioni delle metodologie deterministiche in cui ad ogni evento imprevedibile e/o ad ogni parametro incerto viene associata un'opportuna distribuzione di probabilità, in modo esplicito oppure implicito.

Rispetto a un problema deterministico i risultati di un'ottimizzazione stocastica possono essere sensibilmente diversi, e lo sforzo computazionale risulta in ogni caso maggiore, dovendo tener conto della modellazione dell'incertezza. Alcuni esempi di modelli stocastici per l'ottimizzazione del design degli HPS sono riportati in tabella 1.2.

Il metodo più diffuso per tener conto di fenomeni di tipo stocastico è il metodo Monte Carlo (MC), basato su un algoritmo che genera una serie di numeri tra loro non correlati, che seguono la distribuzione di probabilità che si suppone abbia il fenomeno da indagare.

A tal proposito si cita il lavoro di Tran e Smith [35] sull'integrazione di tecnologie a fonti rinnovabili per il *district heating*. Il metodo Monte Carlo è stato qui utilizzato per analizzare la generazione di potenza da rinnovabili, mentre l'ottimizzazione del *district energy system* (DES) è effettuata tramite un algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO) con obiettivo la minimizzazione dei costi operativi.

3. Modelli stocastici

Nel lavoro di Pazouki et al. [36], il metodo Monte Carlo è invece stato impiegato per generare diversi scenari per la domanda, per la disponibilità di risorse e per il *Real Time Pricing* (RTP) in un sistema costituito da impianti cogenerativi ed eolici e sistemi di accumulo energetico. L'ottimizzazione viene effettuata con un modello MILP con obiettivo la minimizzazione dei costi operativi e la massimizzazione del miglioramento di affidabilità confrontando nove casi differenti.

Diverso è l'obiettivo perseguito da Yi et al. [37], i quali si propongono di valutare quale sia il mix di risorse energetico ottimale corrispondente a diversi obiettivi di riduzione delle emissioni (*carbon reduction rate*, CRR) sia per sistemi connessi alla rete che isolati. La loro analisi sfrutta la simulazione Monte Carlo per rappresentare l'incertezza della generazione da fonte solare, considerando inoltre degli indici di affidabilità per il sistema complessivo quali la *loss of load probability* (LOLP) e l'*expected unserved energy* (EUE). In particolare viene messo in evidenza come all'aumentare degli obiettivi di riduzione aumentino le unità CHP e fotovoltaiche da aggiungere, con una conseguente maggiore rilevanza dell'installazione di unità di storage per l'energia elettrica (*electric energy storage*, EES) al fine di mantenere una buona affidabilità dei sistemi isolati. Quanto maggiore è la riduzione da raggiungere, tanto più aumenta per il caso on-grid l'utilizzo degli impianti cogenerativi e quindi i costi operativi, mentre nel caso off-grid l'aumento degli impianti fotovoltaici comporta un abbassamento di questi ultimi, ma aumenta il capitale investito a causa degli EES. Anche in questo caso il problema è formulato come un modello MILP stocastico in due stadi.

L'aspetto delle emissioni è incorporato anche nel lavoro di Roustai et al. [38] sull'ottimizzazione del funzionamento di uno *Smart Energy Hub* alimentato da fonti tradizionali. L'obiettivo è la minimizzazione dei costi operativi con un modello MILP tenendo conto delle penalità dovute alle emissioni di NO_x , SO_x e CO_2 . Tramite simulazione Monte Carlo sono stati generati 100 scenari per la domanda di un ufficio, per i prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale. Tale numero è stato poi ridotto a 10 tramite tecniche di tipo *back and forward* [39], [40]. Si è inoltre impiegata la tecnica del *conditional value at risk* (CVaR) per la gestione del rischio di scenari costosi sfavorevoli.

Zheng et al. [41] hanno invece applicato il metodo Monte Carlo per valutare l'incertezza sulle condizioni meteorologiche ed economiche per una microrete, generando una funzione di densità di probabilità per il costo dell'energia come indicatore del rischio. Tale microrete comprende un impianto cogenerativo a biomassa, microturbine eoliche, pannelli fotovoltaici e sistemi di accumulo elettrico, termico e di gas. L'o-

3. Modelli stocastici

biiettivo è la minimizzazione del costo dell'energia, e le analisi di sensitività condotte mostrano la forte influenza sul design dei prezzi dell'elettricità e del gas naturale, nonché un impatto maggiore del costo dell'investimento rispetto a quelli operativi e manutentivi.

Lo studio di Sedighizadeh et al. [42] genera invece scenari per il prezzo del mercato elettrico, per la domanda termica ed elettrica e per la radiazione solare utilizzando rispettivamente le distribuzioni Normale, Weibull e Beta. Gli obiettivi sono la minimizzazione dei costi operativi e delle emissioni totali per una microgrid comprendente sistemi CCHP con accumulo elettrico e veicoli elettrici ibridi (HEV). Il problema, di tipo MINLP, viene risolto tramite il metodo *Augmented ε -constraint* e la soluzione migliore è determinata tramite un approccio di tipo fuzzy.

Studio	Metodo	Oggetto di studio	Obiettivi
[35]	MC, PSO	DES	min <i>op. costs</i>
[36]	MC, MILP	CHP, eolico	min <i>op. costs</i> , max <i>reliability</i>
[37]	MC, MILP	HPS	max <i>CRR</i> , min <i>LOLP</i> , <i>EUE</i>
[38]	MC, MILP	HPS	min <i>op. costs</i>
[41]	MC, CVaR	Microgrids	min <i>COE</i>
[42]	MINLP, Augmented ε -constraint	Microgrids	min <i>op. costs</i>
[43]	MILP, PDFs	Microgrids	min <i>op. costs</i>
[44]	MILP, scenarios gen.	HPS	min <i>op. costs</i>

Tabella 1.2: Alcuni modelli stocastici per l'ottimizzazione dei sistemi di potenza.

Sempre nell'ambito delle microgrids, Shams et al. [43] hanno formulato un problema MILP di ottimizzazione stocastico in due stadi per la pianificazione del funzionamento nel breve termine di reti con molteplici vettori energetici. Le incertezze della generazione dalle fonti solare ed eolica sono anche in questo caso caratterizzate introducendo degli scenari con le relative probabilità. L'obiettivo è la minimizzazione dei costi operativi. Vengono inoltre messe in evidenza le interdipendenze tra la rete elettrica e la rete di gas naturale, conducendo un'analisi di sensitività tra i costi operativi, il flusso di gas, la congestione nei tubi e il prezzo dell'energia.

Un altro studio basato sulla generazione di scenari è quello di Yu et al. [44], che consiste nell'ottimizzazione in due step del funzionamento dei sistemi di accumulo

per un sistema ibrido con fonti rinnovabili. In particolare, si sono utilizzate cinque diverse metodologie di generazione degli scenari per l'offerta e la domanda, i cui dati sono poi stati elaborati in un modello MILP per ottenere la minimizzazione dei costi operativi giornalieri. Il confronto rispetto al problema deterministico ha mostrato una riduzione dei costi di circa il 9.1%.

4 Conclusioni

In questo capitolo sono illustrati i principali studi sulla modellazione dei sistemi di potenza e sull'ottimizzazione del loro design o funzionamento.

Da un approccio inizialmente basato sulla Pinch Analysis, si è passati a tecniche basate sulla programmazione lineare mista intera (MILP) e simili al fine di semplificare la struttura dei problemi e dare la possibilità di estendere il numero di variabili considerato.

Il problema principale resta però comunque il tempo di calcolo, per cui gli algoritmi tradizionali possono essere impiegati solo per ottimizzazioni nel breve periodo, mentre per lo studio di finestre temporali estese bisogna ricorrere ad espedienti quali la considerazione di giorni caratteristici o usare tecniche miste come l'algoritmo *rolling horizon*.

Per tener conto della non linearità delle caratteristiche delle unità bisognerebbe adottare tecniche MINLP, al costo tuttavia di un elevato sforzo computazionale, per cui generalmente si preferisce semplificare scomponendo il problema in diverse fasi oppure linearizzando. Le perdite di accuratezza dovute alla linearizzazione si possono considerare generalmente trascurabili.

Un'alternativa è l'utilizzo di tecniche miste basate su algoritmi evolutivi così da velocizzare i calcoli.

I lavori raggruppati in questo capitolo sono di diversa natura. Una prima differenziazione è data dal tipo di ottimizzazione, effettuata sul design di nuovi impianti o sul funzionamento di sistemi con una configurazione nota.

Una seconda differenza è data dalla considerazione o meno di fenomeni di natura stocastica, su cui molti tra gli studi più recenti si sono focalizzati nell'ottica di una migliore integrazione di fonti rinnovabili non dispacciabili. Tipicamente l'approccio si basa in questi casi sulla generazione di scenari con l'ausilio del metodo Monte Carlo. I risultati in questo modo possono essere molto diversi dal relativo caso deterministico,

4. Conclusioni

e lo sforzo computazionale incrementa notevolmente, per cui si cerca di ridurre al minimo il numero di scenari considerati.

Anche gli obiettivi sono piuttosto diversificati, ma la maggior parte dei lavori si concentrano sulla minimizzazione dei costi, sebbene siano presenti anche studi sull'affidabilità e sulle emissioni.

Tra i temi più affrontati spiccano quello della gestione di impianti cogenerativi accoppiati a sistemi a fonti rinnovabili ed accumulo energetico, nonché sistemi di teleriscaldamento, e quello della flessibilità e dell'autonomia da approvvigionamenti energetici esterni di sistemi alimentati a fonti rinnovabili.

Capitolo 2

Gli incentivi in Italia

Si presenta in questo capitolo una panoramica sui contributi in Italia per la produzione di energia tramite FER, nonché sulla cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e sulla produzione di biocombustibili.

Dopo una sintesi sull'evoluzione del sistema di incentivazione, si scende più nel dettaglio delle modalità di accesso e del calcolo dell'incentivo a seconda della tipologia di impianto o intervento.

Gli incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili, di biocarburanti e per la CAR sono gestiti dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). I meccanismi di accesso si basano sulla partecipazione ad Aste al ribasso sull'incentivo o Registri a seconda della taglia dell'impianto.

Per quanto riguarda la produzione di energia termica, si può invece usufruire essenzialmente di due tipologie di incentivo: l'Ecobonus ed il Conto termico 2.0. Il Conto termico è gestito dal GSE, mentre l'Ecobonus consiste in detrazioni fiscali da parte dell'Agenzia dell'Entrate previo invio della documentazione necessaria all'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico (ENEA).

L'obiettivo è quello di distinguere le possibili soluzioni attualmente disponibili per ciascuna tecnologia, così da poterle includerle nel modello di ottimizzazione di un sistema ibrido che ci si pone l'obiettivo di realizzare in questo elaborato, nonché fornire un contesto storico per trarre considerazioni sull'impatto degli incentivi sulla diffusione delle rinnovabili in Italia negli ultimi anni, discussa nel capitolo successivo.

1 Storia degli incentivi in Italia

1.1 Il CIP6

Il primo schema di supporto alle fonti energetiche rinnovabili fu lanciato in Italia nel 1992, includendo negli incentivi tutte le tecnologie FER Elettriche (FER-E). Tale schema era di tipo FIT (*Feed in Tariff*), noto anche come CIP6.

Il meccanismo del CIP6, al momento del varo, era il seguente [54]:

- *beneficiari*: gli impianti di produzione di energia elettrica entrati in funzione dopo il gennaio 1991, e basati su fonti rinnovabili o assimilate (queste ultime inclusive anche della combustione di rifiuti solidi urbani). Gli impianti venivano ammessi in seguito a specifiche autorizzazioni e graduatorie;
- *beneficio*: contratto con garanzia di acquisto (all'epoca da parte dell'ENEL), dell'energia prodotta da tali impianti ad un prezzo incentivante, differenziato per tipologia di fonte. Tale prezzo veniva costruito secondo due parametri: il cosiddetto “costo evitato”, che rappresentava appunto la stima dei costi del combustibile, della gestione e della manutenzione che ENEL non avrebbe più dovuto sopportare, e la “componente di incentivazione”, cioè la quota di beneficio a fondo perduto. Dopo la liberalizzazione del mercato dell'energia, la gestione del CIP6 è passata al GSE.
- *durata*: il contratto poteva durare fino a 15 anni, ma la “componente di incentivazione” era garantita per un massimo di otto anni.

Non erano previste soglie limite all'incentivazione.

Tale normativa prevedeva l'equiparazione delle fonti rinnovabili propriamente dette a quelle assimilate, ovvero alle fonti termiche con utilizzo dei reflui. Queste ultime, caratterizzate da potenze e costi impiantistici superiori di diversi ordini di grandezza rispetto alle rinnovabili disponibili all'epoca, esaurirono velocemente la capienza economica degli incentivi in conto capitale di tali leggi (9 e 10 del 1991 e CIP6 del 1992) ritardando, secondo alcuni analisti, la produzione di vera energia rinnovabile.

Al luglio 2007 risultavano operativi nel programma CIP6 circa 400 impianti, per una potenza complessiva di circa 8.250 MW, di cui il 66% da fonti assimilate e il 34% da fonti rinnovabili (rifiuti compresi).

1. Storia degli incentivi in Italia

La direttiva europea 2001/77/CE sanciva esplicitamente l'esclusione dell'incentivazione delle fonti assimilate, e in particolare quella relativa alla parte non biodegradabile dei rifiuti. Tuttavia la pratica è continuata, con la normativa italiana che ha progressivamente la scadenza dell'autorizzazione agli impianti "in costruzione".

La Finanziaria 2008 dichiarava chiusa una volta per tutte la parentesi dei "riconoscimenti in deroga", stabilendone la data ultima al 31 marzo 2008. A seguito dell'emergenza rifiuti di Napoli però, il Dl 172/2008, convertito in Legge 210 il 30 dicembre 2008, riaprì la partita inceneritori. Riassumendo, avevano diritto di rientrare nel CIP6:

- gli impianti in zone in emergenza, autorizzati e non ancora in esercizio o in costruzione alla data del 31 dicembre 2009;
- gli impianti in zone non in emergenza entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2008.

I primi (zone in emergenza) avevano diritto agli incentivi CIP6 anche per la parte inorganica dei rifiuti, mentre i secondi (zone non in emergenza) avevano diritto agli incentivi CIP6 solo per la quota organica dei rifiuti inceneriti.

Venivano dunque nuovamente sottratte al sistema dei Certificati Verdi, per tutti questi impianti, le biomasse da rifiuti, concedendo loro un beneficio superiore e molto più sicuro in termini finanziari.

1.2 I Certificati Verdi

Tra i primi interventi legislativi per realizzare gli obiettivi del protocollo di Kyoto si trova il Decreto Bersani, che avviò la liberalizzazione del mercato elettrico italiano nel 1999.

Per produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, il Decreto introduceva l'obbligo di immettere ogni anno in rete una percentuale di energia rinnovabile (pari nel 2002 al 2%, poi incrementabile nel tempo), in modo da rispettare gli impegni previsti dal protocollo di Kyoto.

L'obbligo poteva essere adempiuto anche mediante acquisto delle relative quote da terzi, dando quindi vita al mercato dei cosiddetti Certificati Verdi (CV). Tecnicamente si trattava di titoli scambiabili/negoziabili sul mercato e corrispondenti ad una certa quantità di emissioni di CO_2 , conferiti a titolo gratuito dal GSE al gestore di un

1. Storia degli incentivi in Italia

impianto alimentato da fonti rinnovabili produttore energia, emettendo quest'ultimo meno CO_2 di quanto farebbe un impianto alimentato con fonti fossili.

A differenza del meccanismo tedesco, che prevedeva tariffe incentivanti differenziate per tecnologia secondo il loro livello di maturità, nella versione iniziale i CV erano tecnologicamente neutrali, per cui resero tendenzialmente remunerativi gli investimenti in impianti eolici, geotermici, mini-idro (per gli ultimi due soprattutto nel caso di rifacimenti) e, con limitazioni talvolta notevoli, in quelli alimentati da biomasse, mentre il fotovoltaico ne era di fatto escluso.

Dopo una fase iniziale con scarsità di offerta, che fece salire il prezzo dei CV, si passò rapidamente a un eccesso di offerta di titoli sul mercato, che continuò ad aumentare, nonostante il graduale incremento della quota d'obbligo fino a valori intorno al 7%. Ciò determinò quindi un inevitabile calo del valore dei CV.

Il sistema dei CV è stato nel tempo modificato, principalmente con il “Collegato alla Finanziaria 2008” (D.L. 159/07 come modificato dalla legge di conversione 222/07), dalla Finanziaria stessa (L244/07) e dal D.M. 18/12/08.

La Finanziaria 2008 introdusse molte modifiche nel meccanismo, applicate un anno più tardi con il DM Rinnovabili (DM Sviluppo economico 18 dicembre 2008). Le principali interessavano la durata dei Certificati Verdi e l'introduzione della Tariffa Onnicomprensiva.

La vigenza dei CV fu prima portata a dodici anni, poi a quindici e, per gli impianti di potenza superiore a 1 MW, i valori dei CV furono diversificati mediante appositi coefficienti moltiplicativi, di valore differente a seconda della tecnologia utilizzata. Per quelli inferiori a 1 MW (200 kW per gli eolici) in alternativa ai CV si poteva optare per tariffe onnicomprensive, differenziate per tecnologia, corrispondenti alle *feed-in tariff* tedesche.

Il decreto del 2008 cercò inoltre di rimediare alla perdita di valore di mercato dei CV, prevedendo oltre a un prezzo di riferimento sul quale calcolare l'offerta del GSE, l'obbligo per lo stesso di ritiro dei “certificati in esubero” rispetto agli obblighi in capo ai produttori da fonti fossili e quindi in esubero rispetto alle richieste di mercato.

Dopo le ultime modifiche date dalla legge 23/7/09 n 99 , dal Dl 20 maggio 2010, n. 72, il meccanismo dei Certificati Verdi è stato infine soppresso dal Dlgs 28/2011.

1.3 La Tariffa Onnicomprensiva

Quello della tariffa onnicomprensiva è un sistema tuttora utilizzato, ed è stata introdotta per la prima volta con la Finanziaria 2008 (legge 24 dicembre 2007, n. 244), il D.M. 18/12/08 e regolata dalla legge 23/7/09 n. 99. Essa rappresentava un'alternativa ai Certificati Verdi, riservata ad impianti qualificati IAFR (qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili) di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW (0.2 MW per gli impianti eolici). Erano esclusi tuttavia gli impianti fotovoltaici.

Viene detta onnicomprensiva in quanto il suo valore include una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Quindi fino allo scadere del periodo considerato (originariamente 15 anni) per gli operatori che la scelgono, la tariffa costituisce l'unica fonte di remunerazione dell'energia prodotta.

L'applicazione della tariffa fissa onnicomprensiva determina un onere per il sistema pari alla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica, secondo le modalità e i prezzi definiti dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato.

La tariffa del 2008 è stata poi aggiornata dai DM del 2012, 2016 e 2019.

1.4 Fotovoltaico: il Conto Energia

Il Conto Energia rappresenta la prima vera forma di incentivazione in conto esercizio al fotovoltaico, trattato fino al 2019 in maniera separata rispetto alle altre FER elettriche.

Esso sostituì il precedente sistema di incentivazione dell'energia fotovoltaica (di impatto relativamente basso sul numero di impianti effettivamente installato), basato esclusivamente su contributi in conto capitale, idoneo a finanziare il 50-75% del costo di investimento ed erogato a livello regionale, nazionale o comunitario sotto varie forme. Si segnala tra questi il programma 10000 tetti fotovoltaici nel periodo 2000-2002, che prevedeva incentivi in conto capitale dell'ordine del 75-80% sul costo di investimento totale per impianti fino a 5 kW, e del 70-75% per gli impianti fino a 50 kW.

Si entra quindi ora più nel dettaglio dell'evoluzione di questo meccanismo di incentivazione, gestito dal GSE, che si è rinnovato in cinque diverse forme fino al suo esaurimento nel 2013.

1.4.1 Il Primo Conto Energia

Con il DM 28 luglio 2005 fu approvato il Primo Conto Energia, caratterizzato da un sistema di incentivazione che nel lessico internazionale è oggi denominato *feed-in premium*: per ogni kWh prodotto si riconosce una tariffa, variabile secondo la taglia e la collocazione dell'impianto, la quale si somma al prezzo ricavato dall'energia elettrica prodotta.

Le tariffe incentivanti erano riconosciute fino al raggiungimento, da parte di tutti gli impianti che le ottenevano, di una potenza cumulativa di 500 MW: 360 MW per gli impianti fino a 50 kWp e 140 MW per gli impianti da 50 kWp a 1 MWp.

Il D.M. 28 luglio 2005 fu poi modificato e integrato dal decreto 6 febbraio 2006 del Ministro delle attività produttive, emanato di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio. Tra le principali novità introdotte dal decreto si segnalano l'innalzamento della potenza complessiva incentivabile da 100 a 500 MW e la variazione dei termini di presentazione delle domande.

Le tariffe, erogate per 20 anni, si riferivano a tutta l'energia prodotta, e consistevano in:

- 0.45 euro/kWh per impianti tra 1 e 20 kW. La modifica del DM 6 febbraio 2006 introdusse la possibilità di accesso al meccanismo di scambio sul posto. In questo caso la tariffa, di 0.445 euro/kWh veniva riconosciuta alla sola energia prodotta e consumata in loco.
- 0.46 euro/kWh per impianti tra 20 e 50 kW con regime di cessione in rete;
- 0.49 euro/kWh per impianti tra 50 kW e 1 MW, da sottoporre ad aste al ribasso.

Per impianti integrati in edifici di nuova costruzione era previsto un incremento delle tariffe del 10%. Per le domande inoltrate a partire dal 2006 era prevista una riduzione della tariffa 2%, oltre il 2007 del 5% all'anno.

1.4.2 Il Secondo Conto Energia

Il Primo Conto Energia fu sostituito dal DM 19 febbraio 2007 con il Secondo Conto Energia, che conteneva due clausole, in grado, sulla carta, di razionalizzare il percorso di crescita del fotovoltaico.

Per evitare un eccessivo squilibrio a favore della realizzazione di grandi impianti installati a terra, furono stabilite tariffe particolarmente incentivanti per la completa

1. Storia degli incentivi in Italia

integrazione degli impianti nelle strutture edilizie. Fu inoltre disciplinata la riduzione progressiva delle tariffe fino al 2010, ultimo anno di vigenza del Secondo Conto Energia.

D'altra parte furono semplificate notevolmente le procedure burocratiche di accesso ai contributi e fu eliminato il limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo complessivo di 1200 MW.

Un'altra importante innovazione fu l'introduzione di un premio aggiuntivo per l'uso efficiente dell'energia. Tale premio spettava agli impianti fotovoltaici fino a 20 kW che alimentavano utenze di unità immobiliari o edifici e operavano in regime di scambio sul posto, qualora si fossero effettuati interventi di miglioramento delle prestazioni energetiche dell'edificio o unità immobiliare tali da comportare una riduzione di almeno il 10% del relativo indice di prestazione energetica, cioè del fabbisogno di energia primaria (climatizzazione invernale ed estiva, produzione di acqua calda, illuminazione).

Il premio consisteva in una maggiorazione percentuale della tariffa riconosciuta, in misura pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno di energia primaria conseguito a seguito degli interventi, al netto dei miglioramenti conseguenti all'installazione dell'impianto fotovoltaico. Tale maggiorazione non poteva in ogni caso eccedere il 30% della tariffa inizialmente riconosciuta. Fermo restando tale limite massimo cumulato, il diritto al premio poteva essere riconosciuto per la successiva realizzazione di nuovi interventi che comportassero una ulteriore riduzione di almeno il 10% del fabbisogno energetico.

Il Secondo Conto Energia introdusse tre tipologie di integrazione ai fini della determinazione della tariffa incentivante da riconoscere a ciascun impianto fotovoltaico:

1. *Impianto non integrato*: impianto con moduli ubicati al suolo, ovvero con moduli collocati sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri di edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;
2. *Impianto parzialmente integrato*: impianto i cui moduli sono posizionati su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;
3. *Impianto fotovoltaico con integrazione architettonica*: moduli integrati in elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici,

1. Storia degli incentivi in Italia

fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione.

L'entità delle tariffe, di durata ventennale, è riportata nelle tabelle 2.1 e 2.2. Era prevista una decurtazione annua del 2% per impianti entranti in esercizio nel 2009 e nel 2010.

Potenza nominale impianto fotovoltaico	Non integrati (art. 2, comma 1, lettera b1)	Parzialmente integrati (art. 2, comma 1, lettera b2)	Integrati (art. 2, comma 1 lettera b3)
$1 \leq P \leq 3 \text{ kW}$	0.4	0.44	0.49
$3 < P \leq 20 \text{ kW}$	0.38	0.42	0.46
$P > 20 \text{ kW}$	0.36	0.4	0.44

Tabella 2.1: Tariffe di riferimento dal Secondo Conto Energia in [€/kWh] per impianti in esercizio entro il 31 dicembre 2008.

Potenza nominale impianto fotovoltaico	Non integrati (art. 2, comma 1, lettera b1)	Parzialmente integrati (art. 2, comma 1, lettera b2)	Integrati (art. 2, comma 1 lettera b3)
$1 \leq P \leq 3 \text{ kW}$	0.392	0.431	0.480
$3 < P \leq 20 \text{ kW}$	0.372	0.412	0.451
$P > 20 \text{ kW}$	0.353	0.392	0.431

Tabella 2.2: Tariffe di riferimento dal Secondo Conto Energia in [€/kWh] per impianti in esercizio entro il 31 dicembre 2009.

Le tariffe incentivanti previste dall'articolo 6 del DM 19 febbraio 2007 ed il premio per gli impianti abbinati ad un uso efficiente dell'energia (art. 7 del decreto) non si applicavano all'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici per la cui realizzazione fossero concessi incentivi pubblici nazionali, regionali, locali o comunitari sia in conto capitale che in conto interessi eccedenti il 20% del costo dell'investimento. Da tale tetto restavano escluse le scuole pubbliche o paritarie di qualsiasi ordine e grado e le strutture sanitarie.

Inoltre la tariffa incentivante ed il premio non erano cumulabili con i certificati verdi e con i titoli di efficienza energetica (certificati bianchi).

1. Storia degli incentivi in Italia

Tuttavia, mentre la normativa tedesca prevedeva che le tariffe diminuissero automaticamente una volta raggiunta una data potenza installata (e ciò nonostante non riuscì a ridurle con la rapidità richiesta dal drastico calo dei costi del fotovoltaico), l'andamento al ribasso italiano, prefissato in modo rigido al 2%, dopo il primo anno garantì incentivi molto premianti.

Inoltre con la legge 129/2010, nota come decreto *salva Alcoa*, il Parlamento introdusse un emendamento che prorogava l'accesso alle tariffe del Secondo Conto Energia a tutti gli impianti la cui costruzione fosse conclusa entro il 31 dicembre 2010 e che fossero entrati in esercizio entro il 30 giugno 2011.

Tale provvedimento creò una grande sperequazione fra questi ultimi e gli impianti terminati nel 2011, soggetti alle tariffe minori del Terzo Conto Energia (entrato in vigore dall'inizio dell'anno).

1.4.3 Il Terzo Conto Energia

Il Terzo Conto Energia fu introdotto dal DM 6 agosto 2010.

Il nuovo decreto prevedeva nuove regole per il premio aggiuntivo previsto per l'uso efficiente dell'energia: maggiorazione della tariffa fino al 30% per gli impianti in regime di scambio sul posto, in grado di ridurre di almeno il 10% l'indice di prestazione energetica dell'edificio su cui erano stati realizzati (da dimostrare con certificazione energetica) e del 5% per quelli che sorgono in aree industriali, commerciali o discariche, cave, siti da bonificare o installati in sostituzione di coperture in eternit.

Oltre a questo, erano presenti altri premi non cumulabili tra loro, tra i quali si segnalano una maggiorazione della tariffa del 10% per impianti su edifici sostituenti coperture in eternit, del 20% per soggetti con profili di scambio prevedibile e del 5% per installazione in Comuni con meno di 5000 abitanti ed in altri siti specifici.

Inoltre esso eliminava la categoria di impianti a parziale integrazione e definiva sei nuove classi di potenza per gli impianti fotovoltaici.

Le nuove tipologie di impianto incentivate comprendevano:

- impianti solari fotovoltaici (distinti tra quelli realizzati sugli edifici e tutti gli altri);
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- impianti a concentrazione.

1. Storia degli incentivi in Italia

Il limite complessivo di potenza incentivabile fu aumentato fino a 3000 kW, oltre 200 MW per il fotovoltaico a concentrazione e 300 MW per gli impianti integrati con caratteristiche innovative.

Il valore delle tariffe in tabella 2.3 dipendeva dall'entrata in esercizio degli impianti:

- Categoria A: impianti entrati in esercizio in data successiva al 31/12/10 ed entro il 30/04/11;
- Categoria B: impianti entrati in esercizio in data successiva al 30/04/11 ed entro il 31/08/11;
- Categoria C: impianti entrati in esercizio in data successiva al 31/08/11 ed entro il 31/12/11;
- Per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/2011 le tariffe spettanti erano quelle della colonna C della tabella con applicazione di un decremento del 6% annuo.

Gli impianti montati su pergole, serre, barriere acustiche, tettoie avevano diritto a tariffe calcolate come media aritmetica tra le tariffe spettanti per gli impianti montati sugli edifici e quelle per gli altri impianti (a terra).

Potenza [kW]	Categoria A		Categoria B		Categoria C	
	su edifici	altri	su edifici	altri	su edifici	altri
$1 \leq P \leq 3$	0.402	0.362	0.391	0.347	0.380	0.333
$3 < P \leq 20$	0.377	0.339	0.360	0.322	0.342	0.304
$20 < P \leq 200$	0.358	0.321	0.341	0.309	0.323	0.285
$200 < P \leq 1000$	0.355	0.314	0.335	0.303	0.314	0.266
$1000 < P \leq 5000$	0.351	0.313	0.327	0.289	0.302	0.264
$P > 5000$	0.333	0.297	0.311	0.275	0.287	0.251

Tabella 2.3: Tariffe dal Terzo Conto Energia per gli impianti solari fotovoltaici [€/kWh].

Le tariffe del conto energia delle tabelle 2.3, 2.4 e 2.5 erano cumulabili con contributi in conto capitale fino al 30% del costo dell'investimento; questo limite saliva al 60% nel caso di impianti fotovoltaici realizzati su edifici scolastici pubblici o scuole parita-

1. Storia degli incentivi in Italia

Potenza nominale	Tariffa corrispondente [€/kWh]
$1 \leq P \leq 20 \text{ kW}$	0.44
$20 < P \leq 200 \text{ kW}$	0.40
$P > 20 \text{ kW}$	0.37

Tabella 2.4: Tariffe di riferimento dal Terzo Conto Energia per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative.

Potenza nominale	Tariffa corrispondente [€/kWh]
$1 \leq P \leq 200 \text{ kW}$	0.37
$200 < P \leq 1000 \text{ kW}$	0.32
$1000 < P \leq 5000 \text{ kW}$	0.28

Tabella 2.5: Tariffe di riferimento dal Terzo Conto Energia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione.

rie di ogni ordine e grado, strutture sanitarie pubbliche, su edifici sedi amministrative di proprietà di enti locali, regioni o province autonome.

1.4.4 Il Quarto Conto Energia

Il Terzo Conto Energia del DM 6 agosto 2010 ebbe vita breve, sia per l'effetto del decreto *salva Alcoa*, sia a causa del fatto che i costi degli impianti fotovoltaici stavano scendendo più rapidamente di quanto ipotizzato nel fissarne le tariffe.

Dopo l'emanazione del D.lgs. 28/2011 fu pubblicato il DM 05/05/2011 (Quarto Conto Energia) che ridefinì il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 con l'obiettivo di allineare il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica e di introdurre un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato a 6 miliardi di euro.

Le categorie incentivabili, aventi differenti limiti di erogazione, erano:

- piccoli impianti fotovoltaici (impianti installati su edifici e fino a 1 MW di potenza, gli altri impianti fotovoltaici con potenza non superiore a 200 kW operanti in regime di scambio sul posto, nonché gli impianti fotovoltaici di potenza qualsiasi realizzati su edifici ed aree delle Amministrazioni pubbliche di cui all'art. 1, comma 2, del decreto legislativo n. 165 del 2001);

1. Storia degli incentivi in Italia

- grandi impianti fotovoltaici (quelli diversi dal punto precedente);
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- impianti fotovoltaici a concentrazione.

	<i>GIUGNO</i>		<i>LUGLIO</i>		<i>AGOSTO</i>	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,387	0,344	0,379	0,337	0,368	0,327
$3 < P \leq 20$	0,356	0,319	0,349	0,312	0,339	0,303
$20 < P \leq 200$	0,338	0,306	0,331	0,300	0,321	0,291
$200 < P \leq 1000$	0,325	0,291	0,315	0,276	0,303	0,263
$1000 < P \leq 5000$	0,314	0,277	0,298	0,264	0,280	0,250
$P > 5000$	0,299	0,264	0,284	0,251	0,269	0,238

Figura 2.1: Tariffe per il fotovoltaico nell'anno 2011 nei mesi di giugno, luglio e agosto.

	<i>SETTEMBRE</i>		<i>OTTOBRE</i>		<i>NOVEMBRE</i>		<i>DICEMBRE</i>	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,361	0,316	0,345	0,302	0,320	0,281	0,298	0,261
$3 < P \leq 20$	0,325	0,289	0,310	0,276	0,288	0,256	0,268	0,238
$20 < P \leq 200$	0,307	0,271	0,293	0,258	0,272	0,240	0,253	0,224
$200 < P \leq 1000$	0,298	0,245	0,285	0,233	0,265	0,210	0,246	0,189
$1000 < P \leq 5000$	0,278	0,243	0,256	0,223	0,233	0,201	0,212	0,181
$P > 5000$	0,264	0,231	0,243	0,212	0,221	0,191	0,199	0,172

Figura 2.2: Tariffe per il fotovoltaico nell'anno 2011 da settembre a dicembre.

Le nuove tariffe introdotte dal decreto per le prime due categorie sopra citate per il 2011 ed il 2012 sono riportate nelle figure da fig. 2.1 a fig. 2.3.

A decorrere dal primo semestre 2013 le tariffe assunsero valore onnicomprensivo sull'energia immessa nel sistema elettrico. Sulla quota di energia autoconsumata era attribuita una tariffa specifica. Le nuove tariffe sono individuate dalla tabella in fig. 2.4.

Le riduzioni programmate per queste ultime erano del 9% nel secondo semestre del 2013, e del 13%, del 15% e del 30% rispettivamente per ogni semestre del 2014,

1. Storia degli incentivi in Italia

	<i>1° SEM 2012</i>		<i>2° SEM 2012</i>	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 < P \leq 3$	0,274	0,240	0,252	0,221
$3 < P \leq 20$	0,247	0,219	0,227	0,202
$20 < P \leq 200$	0,233	0,206	0,214	0,189
$200 < P \leq 1000$	0,224	0,172	0,202	0,155
$1000 < P \leq 5000$	0,182	0,156	0,164	0,140
$P > 5000$	0,171	0,148	0,154	0,133

Figura 2.3: Tariffe per il fotovoltaico nell'anno 2012.

	Impianti sugli edifici		altri impianti fotovoltaici	
	tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo	tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo
$1 < P \leq 3$	0,375	0,230	0,346	0,201
$3 < P \leq 20$	0,352	0,207	0,329	0,184
$20 < P \leq 200$	0,299	0,195	0,276	0,172
$200 < P < 1000$	0,281	0,183	0,239	0,141
$1000 < P \leq 5000$	0,227	0,149	0,205	0,127
$P > 5000$	0,218	0,140	0,199	0,121

Figura 2.4: Tariffe per il fotovoltaico nell'anno 2013.

del 2015 e del 2016. Le tariffe di ciascun semestre potevano essere ulteriormente ridotte rispetto a quelle appena enunciate secondo un criterio basato sul costo annuo imputabile agli impianti che entravano in esercizio nel periodo di osservazione.

Per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative le tariffe nel 2011 e nel 2012 sono riportate in tabella 2.6.

A decorrere dal primo semestre 2013 anche queste tariffe assunsero valore onnicomprensivo sull'energia immessa nel sistema elettrico, con una tariffa specifica sulla quota di energia autoconsumata. Le nuove tariffe sono individuate dalla tabella 2.7.

1. Storia degli incentivi in Italia

Intervallo di potenza [kW]	2011 [€/kWh]	Primo semestre 2012 [€/kWh]	Secondo semestre 2012 [€/kWh]
$1 \leq P \leq 20$	0.427	0.418	0.410
$20 < P \leq 200$	0.388	0.380	0.373
$P > 200$	0.359	0.352	0.345

Tabella 2.6: Tariffe del Quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative per il 2011 ed il 2012.

Intervallo di potenza [kW]	Tariffa onnicomprensiva [€/kWh]	Tariffa autoconsumo [€/kWh]
$1 \leq P \leq 20$	0.543	0.398
$20 < P \leq 200$	0.464	0.361
$P > 200$	0.432	0.334

Tabella 2.7: Tariffe del Quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative dal 2013.

Anche in questo caso erano previste riduzioni successive: del 3% per il secondo semestre del 2013 e del 4% per ciascun semestre del 2014, con ulteriori riduzioni in base al costo annuo imputabile all'impianto.

Per gli impianti a concentrazione invece, le tariffe sono quelle in tabella 2.8 e 2.9.

Intervallo di potenza [kW]	2011 [€/kWh]	Primo semestre 2012 [€/kWh]	Secondo semestre 2012 [€/kWh]
$1 \leq P \leq 200$	0.359	0.352	0.345
$200 < P \leq 1000$	0.310	0.304	0.298
$P > 1000$	0.272	0.266	0.261

Tabella 2.8: Tariffe del Quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione per il 2011 ed il 2012.

Le riduzioni dal secondo semestre 2013 sono le stesse del caso degli impianti fotovoltaici con tecnologie innovative.

1. Storia degli incentivi in Italia

Intervallo di potenza [kW]	Tariffa onnicomprensiva [$\text{€}/kWh$]	Tariffa autoconsumo [$\text{€}/kWh$]
$1 \leq P \leq 200$	0.437	0.334
$200 < P \leq 1000$	0.387	0.289
$P > 1000$	0.331	0.253

Tabella 2.9: Tariffe del Quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione dal 2013.

1.4.5 Il Quinto Conto Energia

Il Quinto Conto Energia subentrò al quarto con il DM 5 luglio 2012. La sua applicazione doveva cessare “decorsi trenta giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6.7 miliardi di euro l’anno” per gli incentivi al fotovoltaico. Questo tetto è stato raggiunto il 6 giugno 2013.

Mentre fino al Quarto Conto Energia tutti gli impianti godevano di tariffe incentivanti su tutta l’energia prodotta, con il Quinto Conto nel calcolo venivano sommati esclusivamente gli incentivi per l’energia immessa in rete ed il premio per l’energia autoconsumata.

Sia la formulazione di costo nel periodo che la distinzione in Piccoli e Grandi Impianti introdotti nel Quarto Conto Energia non esistevano più nel Quinto Conto Energia. Le modalità di accesso si basavano su:

- accesso diretto (senza altri limiti oltre al costo complessivo cumulato annuo):
 1. impianti con potenza non superiore a 12 kW;
 2. potenziamenti di impianti con incremento non superiore a 12 kW;
 3. impianti fino a 50 kW con totale sostituzione dell’eternit o dell’amianto;
 4. impianti tra i 12 kW e i 20 kW che richiedenti una tariffa ridotta del 20% rispetto a quella spettante ai pari impianti iscritti al registro;
 5. rifacimenti e potenziamenti comportanti un incremento della potenza non superiore a 20 kW e richiedenti una tariffa ridotta del 20% rispetto a quella spettante ai pari impianti iscritti al registro.

1. Storia degli incentivi in Italia

- accesso diretto con limite di costo di 50 milioni cumulato per ogni tipologia: fotovoltaici integrati con caratteristiche innovativi, a concentrazione ed impianti realizzati dalle pubbliche Amministrazioni con procedure di evidenza pubblica.
- accesso tramite registri semestrali.

Citando l'articolo 5 del DM 5 luglio 2012: "Ferma restando le determinazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di dispacciamento, per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW, il GSE eroga, in riferimento alla quota di produzione netta immessa in rete, una tariffa onnicomprensiva, determinata sulla base della potenza e della tipologia di impianto ed individuata, rispettivamente per gli impianti fotovoltaici, per gli impianti integrati con caratteristiche innovative e per gli impianti fotovoltaici a concentrazione negli Allegati 5, 6 e 7. Per tutti gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW, il GSE eroga, in riferimento alla quota di produzione netta immessa in rete, la differenza, se positiva, fra la tariffa onnicomprensiva di cui agli Allegati 5, 6 e 7, e il prezzo zonale orario; tale differenza non può essere superiore alle tariffe onnicomprensive di cui ai medesimi allegati; l'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW resta nella disponibilità del produttore. Sulla quota della produzione netta consumata in sito è attribuita, invece, una tariffa premio, individuata nei medesimi Allegati 5, 6 e 7".

Le tariffe incentivanti sono erogate per 20 anni e rimangono costanti. I valori per i primi due semestri di applicazione, ridotti progressivamente, sono riportati in fig. 2.5, fig. 2.6 e fig. 2.7 rispettivamente per gli impianti fotovoltaici, gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e quelli a concentrazione.

Il Quinto Conto Energia istituiva inoltre dei nuovi premi sui kWh prodotti, tra loro cumulabili:

- Premio per utilizzo di componenti MADE IN EU: applicato agli impianti realizzati con componenti prodotti unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'UE/SEE. In questo caso le tariffe onnicomprensive e il premio sull'energia autoconsumata in sito erano incrementate dei seguenti premi:
 1. 20 €/MWh in caso di entrata in esercizio entro il 31 dicembre 2013;
 2. 10 €/MWh in caso di entrata in esercizio entro il 31 dicembre 2014;
 3. 5 €/MWh in caso di entrata in esercizio successivamente al 31 dicembre 2014;

1. Storia degli incentivi in Italia

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel primo semestre di applicazione

Intervallo di potenza	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva	Tariffa premio sull'energia consumata in sito	Tariffa omnicomprensiva	Tariffa premio sull'energia consumata in sito
[kW]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
1≤P<3	208	126	201	119
3<P≤20	196	114	189	107
20<P≤200	175	93	168	86
200<P<1000	142	60	135	53
1000<P≤5000	126	44	120	38
P>5000	119	37	113	31

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel secondo semestre di applicazione

Intervallo di potenza	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva	Tariffa premio sull'energia consumata in sito	Tariffa omnicomprensiva	Tariffa premio sull'energia consumata in sito
[kW]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
1≤P<3	182	100	176	94
3<P≤20	171	89	165	83
20<P≤200	157	75	151	69
200<P<1000	130	48	124	42
1000<P≤5000	118	36	113	31
P>5000	112	30	106	24

Figura 2.5: Tariffe per il fotovoltaico in funzione dell'entrata in esercizio degli impianti.

- Premio per la sostituzione di coperture in eternit: si applicava agli impianti installati su edifici nei quali i moduli fotovoltaici comportassero la rimozione e smaltimento completo di coperture realizzate in eternit o amianto. In questo caso venivano applicati i seguenti premi aggiuntivi:
 1. 30 €/MWh se la potenza non era superiore a 20 kW e 20 €/MWh se la potenza era superiore a 20 kW, qualora fossero entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2013;
 2. 20 €/MWh se la potenza non era superiore a 20 kW e 10 €/MWh se la potenza era superiore a 20 kW, qualora fossero entrati in esercizio entro il

1. Storia degli incentivi in Italia

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel primo semestre di applicazione

Intervallo di potenza	tariffa onnicomprensiva	Tariffa premio sull'energia consumata in sito
[kW]	[€/MWh]	[€/MWh]
$1 \leq P \leq 20$	288	186
$20 < P \leq 200$	276	174
$P > 200$	255	153

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel secondo semestre di applicazione

Intervallo di potenza	tariffa onnicomprensiva	Tariffa premio sull'energia consumata in sito
[kW]	[€/MWh]	[€/MWh]
$1 \leq P \leq 20$	242	160
$20 < P \leq 200$	231	149
$P > 200$	217	135

Figura 2.6: Tariffe per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative in funzione dell'entrata in esercizio degli impianti.

31 dicembre 2014;

- 10 €/MWh se la potenza non era superiore a 20 kW e 5 €/MWh se la potenza era superiore a 20 kW, qualora fossero entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014.

1. Storia degli incentivi in Italia

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel primo semestre di applicazione

	tariffa onnicomprensiva	Tariffa premio sull'energia consumata in sito
[kW]	[€/MWh]	[€/MWh]
$1 \leq P \leq 200$	259	157
$200 < P \leq 1000$	238	136
$P > 1000$	205	103

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel secondo semestre di applicazione

	tariffa onnicomprensiva	Tariffa premio sull'energia consumata in sito
[kW]	[€/MWh]	[€/MWh]
$1 \leq P \leq 200$	215	133
$200 < P \leq 1000$	201	119
$P > 1000$	174	92

Figura 2.7: Tariffe per gli impianti fotovoltaici a concentrazione in funzione dell'entrata in esercizio degli impianti.

1.4.6 Il Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91

Il D.L. n.91 del 24 giugno 2014, meglio noto come “Decreto Spalma Incentivi per le Rinnovabili”, pubblicato sulla GU Serie Generale n.144 del 24/6/2014, introdusse delle disposizioni con incidenza retroattiva sugli incentivi per il fotovoltaico.

1. Storia degli incentivi in Italia

A partire dal 01/01/2015 gli impianti fotovoltaici con potenza superiore a 200 kW subirono una riduzione delle tariffe incentivanti, che vennero rimodulate su un periodo di 24 anni anziché 20. Le riduzioni sono indicate nella tabella 2.10.

Periodo residuo (anni)	Riduzione incentivo
12	25%
13	24%
14	22%
15	21%
16	20%
17	19%
18	18%
Oltre 19	17%

Tabella 2.10: Percentuali di riduzione dell'incentivo in funzione degli anni residui di incentivazione.

1.5 II DM 06/07/2012

Il DM 6 luglio 2012 riformulò i criteri di incentivazione delle rinnovabili elettriche non fotovoltaiche, in sostituzione dei Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprensive del DM 18/12/2008.

Ai meccanismi allora introdotti potevano accedere tutti gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse da quella solare (eolici, idroelettrici, geotermoelettrici, a biomassa, a biogas, a gas di depurazione, a gas di discarica, a bioliquidi) di piccola, media e grande taglia, entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2013. In particolare, solo gli impianti di piccola potenza (massimo 1 MW) furono incentivati con tariffe onnicomprensive. Gli altri, con un incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento ed il prezzo zonale orario dell'energia, assegnato mediante aste al ribasso con contingenti prefissati per ogni tecnologia. Per gli impianti incentivati dai CV, era previsto il loro graduale esaurimento a fine 2014, sostituito da un sistema a tariffa.

Venne inoltre introdotto un tetto per gli incentivi pari a 5.8 miliardi di euro, che ha fortemente ridotto la crescita delle rinnovabili. Ulteriori limitazioni sono derivate

1. Storia degli incentivi in Italia

dal ritardo (23 giugno 2016), con cui è uscito il successivo decreto, che avrebbe dovuto normare le incentivazioni a partire da gennaio 2015.

1.6 II DM 23/06/2016

Successivamente all'entrata in vigore del DM 23/06/2016, hanno mantenuto la possibilità di accesso ai precedenti incentivi del DM 06/07/2012 esclusivamente gli impianti ammessi in posizione utile nelle Procedure d'Asta e nei Registri dello stesso Decreto e per i quali non fossero decorsi i termini previsti per l'entrata in esercizio.

Per l'accesso agli incentivi relativi al D.M. 23/06/2016, erano previste tre diverse modalità, a seconda della potenza dell'impianto e della categoria di intervento: Accesso Diretto, iscrizione ai Registri oppure aggiudicazione delle procedure competitive di Aste al ribasso.

Come per il decreto precedente, i meccanismi incentivanti erano due: tariffa onnicomprensiva oppure un incentivo. Con questo decreto tuttavia era possibile scegliere le due modalità in alternativa solo per impianti di potenza non superiore a 500 kW. Impianti di taglia superiore potevano accedere al solo incentivo.

Il decreto FER 1 del 2019 apporta ulteriori modifiche alle tariffe del DM 2016 per alcune tecnologie, includendo per la prima volta anche il fotovoltaico, considerato fino a questo punto sempre separatamente.

1.7 Il primo Conto Termico

Il primo Conto Termico erogava incentivi (introdotti con il decreto legislativo 28/2011 e regolati con il DM 28/12/12) per promuovere interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Gli incentivi erano erogabili ad Amministrazioni pubbliche per una spesa annua cumulata di 200 milioni di euro e a persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario per una spesa annua cumulata pari a 700 milioni di euro. Questi incentivi si configuravano come contributi alle spese sostenute ed erano erogati in rate annuali per una durata variabile (fra 2 e 5 anni) in funzione degli interventi realizzati.

Tale meccanismo è stato modificato nel nuovo Conto Termico 2020, noto anche come Conto Termico 2.0.

2 L'energia termica oggi

Come accennato in precedenza, nell'ambito dell'efficientamento energetico e della diffusione di tecnologie più performanti e meno inquinanti per la produzione di energia termica, in Italia ci sono oggi sostanzialmente due metodi di incentivazione: l'Ecobonus ed il Conto Termico 2.0.

Ulteriori provvedimenti sono stati introdotti dal Decreto Legge 19 maggio 2020 "Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19".

2.1 Ecobonus

L'Ecobonus 2020 è un'agevolazione fiscale prevista per i contribuenti che sostengono spese per interventi di riqualificazione energetica per la propria abitazione, per edifici condominiali, negozi, uffici o capannoni. Nel caso di privati, l'agevolazione consiste in detrazioni dall'IRPEF, mentre per le società è data da detrazioni dall'IRES.

Le detrazioni possono essere in percentuali diverse a seconda della tipologia di intervento, ma esistono ad ogni modo dei tetti di spesa massima:

- 100000 € per interventi di riqualificazione energetica di edifici esistenti;
- 60000 € per operazioni sull'involucro quali sostituzione dei serramenti ed interventi sulle pareti;
- 30000 € per sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale.

Le detrazioni per gli interventi su parti comuni dei condomini o su singole unità immobiliari sono così classificate:

1. *Detrazioni del 50% per:*

- Serramenti ed infissi;
- Schermature solari;
- Caldaie a biomassa e a condensazione di classe A.

2. *Detrazioni del 65% per:*

- Caldaie a condensazione di classe A+ con sistemi di termoregolazione evoluti;

2. L'energia termica oggi

- Pompe di calore con COP di almeno 2.6 misurato secondo la norma EN16147;
- Scaldacqua a pdc;
- Coibentazione involucro;
- Collettori solari termici e termodinamici;
- Generatori ibridi;
- Sistemi di *building automation*;
- Microgeneratori con PES pari almeno al 20%.

In particolare, per la coibentazione di involucri le detrazioni possono aumentare fino all'85% se sono soddisfatte determinate condizioni sulla superficie interessata e sulla riduzione di classe di rischio sismico.

Tali detrazioni devono essere spalmate nell'arco di 10 anni.

Scendendo più nel dettaglio dei meccanismi di accesso, è necessario l'invio telematico all'ENEA della documentazione necessaria per usufruire delle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente (istituite con legge finanziaria 296/2006). Queste, in seguito alla pubblicazione della legge 30 dicembre 2018 n.145 (Legge di Bilancio 2019 – G.U. n. 302 del 31 dicembre 2018), sono prorogate fino al 31/12/2021 per gli interventi sull'involucro delle parti comuni degli edifici condominiali (aliquote del 70%,75%, 80% e 85%) e fino al 31/12/2019 negli altri casi (aliquote del 50% e 65%).

2.2 Conto Termico 2.0

Il Conto Termico 2.0 dà diritto ad un contributo variabile che viene accreditato direttamente sul conto corrente. Il Conto Termico è un fondo ad esaurimento, per il quale sono stati originariamente stanziati 900 milioni di euro annui, di cui 200 destinati alle PA; il GSE aggiorna trimestralmente i fondi disponibili sul proprio sito.

La soglia massima dell'incentivo erogabile è pari al 65% delle spese sostenute e, se inferiore ai 5000 €, viene liquidata entro l'anno. In caso contrario gli incentivi sono corrisposti dal GSE nella forma di rate annuali costanti della durata compresa tra 2 e 5 anni.

Per ciascuna tipologia di intervento sono definite le spese ammissibili, ai fini del calcolo del contributo, nonché i massimali di costo e il valore dell'incentivo. Gli incentivi del Conto Termico non sono cumulabili con altri incentivi statali, fatti salvi

2. L'energia termica oggi

i fondi di rotazione, i fondi di garanzia e i contributi in conto interesse. Il Conto Termico è invece cumulabile con altri incentivi di natura non statale.

Esso finanzia inoltre il 100% delle spese per la Diagnosi Energetica e per l'Attestato di Prestazione Energetica (APE) per le PA (e le ESCO che operano per loro conto) e il 50% per i soggetti privati e le cooperative di abitanti e quelle sociali.

Alle PA (escluse le cooperative di abitanti e quelle sociali) è consentito il cumulo degli incentivi con incentivi in conto capitale, anche statali, nei limiti di un finanziamento complessivo massimo del 100% delle spese ammissibili.

Più in dettaglio si hanno incentivi pari alle seguenti percentuali della spesa sostenuta:

- fino al 65% per la demolizione e ricostruzione di edifici a energia quasi zero (nZEB);
- fino al 40% per gli interventi di isolamento delle pareti e coperture, per la sostituzione di chiusure finestrate con altre più efficienti, per l'installazione di schermature solari, per la sostituzione dei corpi illuminanti, per l'installazione di tecnologie di building automation e per la sostituzione di caldaie tradizionali con caldaie a condensazione;
- fino al 50% per gli interventi di isolamento termico nelle zone climatiche E/F e fino al 55% nel caso di isolamento termico e sostituzione delle chiusure finestrate, se abbinati ad altro impianto (caldaia a condensazione, pompe di calore, solare termico);
- fino al 65% per la sostituzione di impianti tradizionali con impianti a pompe di calore, caldaie e apparecchi a biomassa, sistemi ibridi a pompe di calore e impianti solari termici.

Nell'allegato I del DM 16/02/2016 sono riportati i requisiti tecnici di soglia per ogni tipologia di intervento, ovvero:

- Valori di trasmittanza massimi diversificati per zona climatica per interventi sull'involucro;
- Rendimenti termici utili per l'installazione di generatori di calore a condensazione ad alta efficienza, i quali devono essere $\geq 93 + 2 \cdot \log_{10} P_n$ (misurato secondo le norme UNI EN 15502), essendo P_n la potenza nominale del generatore, espressa in kW_t ;

2. L'energia termica oggi

- Valori minimi di COP per le diverse tipologie di pompe di calore;
- Coefficienti di prestazione minime per pompe di calore a gas;
- Rendimenti termici utili, eventuali obblighi di installazione di sistemi di accumulo, valori limite di emissioni e certificazioni sui combustibili per caldaie, stufe e termocamini a biomassa;
- Certificazioni e valori di producibilità termica per impianti solari termici e di solar cooling;
- Un COP di almeno 2.6 per scaldacqua a pompa di calore, misurato secondo la norma EN 16147;
- Per sistemi ibridi a pompa di calore, un rapporto tra potenza termica utile della pompa di calore e quella della caldaia minore o uguale a 0.5.

Nell'allegato II si riportano invece le metodologie di calcolo per interventi di piccole dimensioni di incremento dell'efficienza energetica, inclusive di tabelle per il costo massimo ammissibile ed il valore massimo dell'incentivo.

Si riportano pertanto le equazioni relative all'installazione delle diverse tecnologie per il soddisfacimento della richiesta termica in quanto necessarie ai fini di questo elaborato. Si rimanda invece alla lettura dell'allegato per il calcolo degli incentivi sugli interventi sull'involucro degli edifici e sull'installazione di stufe a pellet e a legna e termocamini.

Pompe di calore elettriche L'incentivo annuo in euro $I_{a,tot}$ è in questo caso è calcolato secondo la formula:

$$I_{a,tot} = E_i \cdot C_i \quad (2.1)$$

essendo C_i il coefficiente di valorizzazione dell'energia termica prodotta espresso in €/kWh, definito nella Tabella 7 dell'allegato e distinto per tecnologia installata. E_i è l'energia termica incentivata prodotta in un anno, è calcolata come:

$$E_i = Q_u \cdot \left[1 - \frac{1}{COP} \right] \quad (2.2)$$

Il COP è il coefficiente di prestazione della pompa di calore installata, come dedotto dai dati forniti dal produttore, nel rispetto dei requisiti minimi espressi nella

2. L'energia termica oggi

Tabella 3 dell'allegato, $Q_u = P_n \cdot Q_{uf}$ è il calore totale prodotto dall'impianto espresso in kWh_t . P_n è la potenza termica nominale della pompa di calore installata e Q_{uf} è un coefficiente di utilizzo dipendente dalla zona climatica.

Sistemi ibridi a pompa di calore Per i sistemi ibridi a pompa di calore, l'incentivo è calcolato sulla base delle caratteristiche delle pompe di calore installate nel sistema, secondo la seguente formula:

$$I_{a,tot} = k \cdot E_i \cdot C_i \quad (2.3)$$

E_i e C_i sono gli stessi parametri del caso precedente, mentre $k = 1.2$ è un coefficiente prestabilito che considera l'effettivo utilizzo della pompa di calore nel sistema ibrido e l'efficienza del sistema ibrido nel suo complesso.

Pompe di calore a gas La formula per l'incentivo è in tal caso la stessa del caso di pompe di calore elettriche, ma la E_i è valutata come:

$$E_i = Q_u \cdot \left[1 - \frac{1}{GUE/0.46} \right] \quad (2.4)$$

dove GUE è il coefficiente di prestazione della pompa di calore a gas installata.

Caldai a biomassa L'incentivo annuo è:

$$I_{a,tot} = P_n \cdot h_r \cdot C_i \cdot C_e \quad (2.5)$$

Compaiono quindi il numero di ore di funzionamento stimate in relazione alla zona climatica di appartenenza h_r ed il coefficiente premiante C_e riferito alle emissioni di polveri distinto per tipologia installata.

Solare termico e solar cooling Per tali applicazioni si ha invece:

$$I_{a,tot} = C_i \cdot Q_u \cdot S_l \quad (2.6)$$

In questo caso S_l è la superficie lorda dell'impianto, espressa in m^2 ed ottenuta moltiplicando il numero di moduli che compone il campo solare per l'area lorda del singolo modulo. Q_u è l'energia termica prodotta per unità di superficie lorda, espressa in kWh_t/m^2 e calcolata come segue:

2. L'energia termica oggi

1. Per impianti solari termici realizzati con collettori piani o con collettori sottovuoto o collettori a tubi evacuati:

$$Q_u = \frac{Q_{col}}{A_G} \quad (2.7)$$

A_G è l'area lorda del singolo modulo di collettore/sistema solare così come definita nelle norme UNI EN ISO 9806 e UNI EN 12976 e riportata nella certificazione *Solar Keymark* o, equivalentemente, nell'attestazione rilasciata da ENEA per i collettori a concentrazione. Q_{col} è l'energia termica prodotta in un anno da un singolo modulo di collettore solare, espressa in kWh_t , il cui valore, relativo alla località di riferimento di Wurzburg, è riportato nella certificazione *Solar Keymark*, scegliendo, a seconda del tipo di applicazione, la temperatura media di funzionamento del collettore (T_m) definita nell'allegato.

2. Per impianti solari termici del tipo *factory made* per i quali è applicabile la sola norma EN 12976:

$$Q_u = \frac{Q_L}{3.6 \cdot A_G} \quad (2.8)$$

Q_L è l'energia termica prodotta dal sistema solare *factory made* su base annuale, espressa in MJ, così come definita ai sensi della norma UNI EN 12976, il cui valore, relativo alla località di riferimento di Wurzburg, è riportato nell'attestazione di conformità (test report) rilasciata da laboratorio accreditato. Poiché il suddetto test report riporta diversi valori di tale grandezza per diversi valori del carico termico giornaliero, ai fini del riconoscimento dell'incentivo va considerato il valore, tra quelli disponibili, corrispondente ad un carico termico giornaliero, espresso in litri/giorno, pari al volume del serbatoio solare o al volume ad esso più vicino.

3. Per impianti solari termici realizzati con collettori solari a concentrazione:

$$Q_u = \frac{Q_{sol}}{A_G} \quad (2.9)$$

Q_{sol} è l'energia termica prodotta in un anno da un singolo modulo di collettore solare a concentrazione, espressa in kWh_t , il cui valore, relativo alla località di riferimento di Atene, è riportato nella certificazione *Solar Keymark* (ove

2. L'energia termica oggi

applicabile) o nell'attestazione di conformità rilasciata dall'ENEA scegliendo la temperatura media di funzionamento del collettore T_m .

Scaldacqua a pompa di calore Per gli scaldacqua a pompa di calore l'incentivo è pari al 40% della spesa sostenuta per l'acquisto. L'incentivo massimo erogabile è pari a 400 € per prodotti con capacità inferiore o uguale a 150 litri ed è pari a 700 € per prodotti con capacità superiore ai 150 litri.

Volendo confrontare le due modalità, si può osservare come i tempi di rientro dell'investimento siano significativamente più brevi usufruendo del Conto Termico, in particolare per le zone climatiche più svantaggiate grazie alla presenza del coefficiente di valorizzazione dell'energia termica C_i , che permette di raggiungere eventualmente la soglia massima dell'incentivo erogabile. Le detrazioni relative all'Ecobonus vengono invece in ogni caso distribuite su 10 anni, sebbene spesso permettano un rimborso maggiore.

Inoltre essendo la stima di utilizzo degli impianti uno dei fattori presi in carico dal Conto Termico, per zone con climi meno rigidi potrebbe risultare preferibile l'utilizzo dell'Ecobonus.

2.3 Il Decreto Legge 19 maggio 2020

Con il nuovo Decreto Legge del 19 maggio 2020 le detrazioni fiscali sono state estese al 110% (ripartite in cinque anni) per interventi effettuati nel periodo compreso tra il 1 luglio 2020 e il 31 dicembre 2021. In particolare, possono accedere alle agevolazioni:

- Interventi di isolamento termico per spese non inferiori a 60000 euro;
- Interventi di sostituzione degli impianti di climatizzazione con impianti centralizzati per il riscaldamento, raffrescamento o fornitura di acqua calda sanitaria a condensazione. Sono inoltre incluse le pompe di calore, impianti ibridi o geotermici, impianti fotovoltaici con relativi sistemi di accumulo e impianti di microgenerazione. L'ammontare complessivo delle spese non deve superare in tal caso i 30000 euro.

Tuttavia, un importante vincolo imposto per l'accesso alle detrazioni è il miglioramento di almeno due classi energetiche dell'edificio, ovvero, se non possibile, il conseguimento della classe energetica più alta, da dimostrare mediante l'attestato di prestazione energetica (A.P.E).

3 L'energia elettrica oggi

Relativamente agli incentivi sulla produzione di energia elettrica, si fa oggi riferimento al DM FER1 del 4 luglio 2019, rivolto agli impianti eolici on-shore, impianti idraulici ad acqua fluente (compresi quelli su acquedotto), a bacino o a serbatoio, gas residuati dei processi di depurazione ed impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW.

Grandi assenti invece nel decreto (rispetto al precedente DM 23 giugno 2016) le bioenergie, eolico offshore, energia oceanica e geotermia, considerate fonti e tecnologie innovative o con costi di esercizio elevati e che saranno oggetto invece del DM FER2. La motivazione è insita nell'intento di focalizzarsi prima su fonti e tecnologie "mature", con costi prevalentemente fissi bassi o comunque suscettibili di sensibile riduzione.

In fig. 2.8 si illustra il susseguirsi dei diversi meccanismi di sostegno alla produzione di energia elettrica, per ciascuno dei quali sono indicate le tecnologie beneficiarie. I meccanismi a cui è oggi possibile richiedere l'accesso sono rappresentati in verde.

3. L'energia elettrica oggi

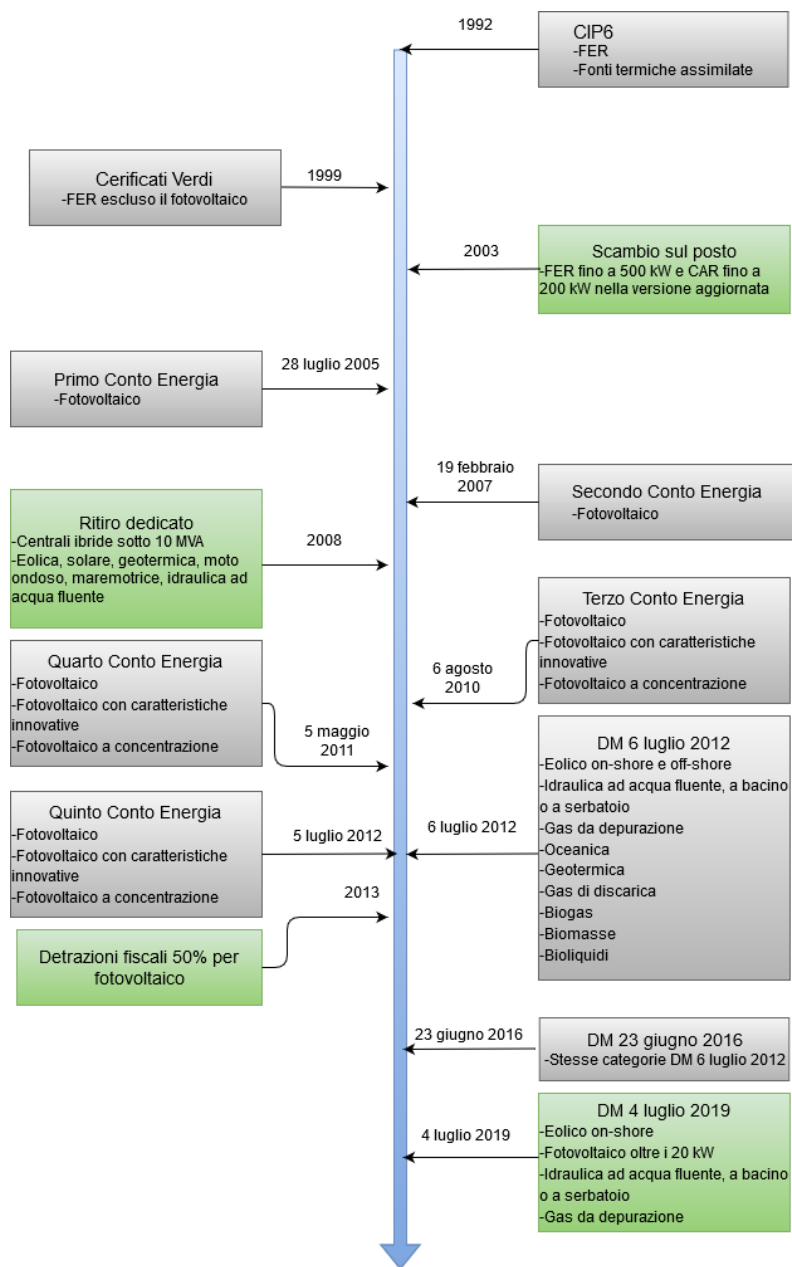


Figura 2.8: I principali meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili.

3.1 Il DM 4 luglio 2019

Le procedure competitive del nuovo decreto sono basate su Aste e Registri, senza Accesso Diretto. Sono previste offerte al ribasso fino a -70% per le aste (incrementabile nelle aste successive), e anche per i registri fino a -30% .

Gli incentivi sono riconosciuti all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete dall'impianto, calcolata come minor valore tra la produzione netta (a sua volta pari alla produzione lorda ridotta dei consumi dei servizi ausiliari, delle perdite di linea e di trasformazione) e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete, misurata con il contatore di scambio.

Tra le novità introdotte dal nuovo decreto si ha la classificazione delle tecnologie in diversi gruppi:

- *Gruppo A*: Eolico e fotovoltaico;
- *Gruppo A2*: Fotovoltaico su coperture edifici e fabbricati rurali in sostituzione eternit/amianto (non più presenti nelle aste);
- *Gruppo B*: idroelettrico e gas da residuati di depurazione;
- *Gruppo C*: rifacimenti eolici, idro e gas da residuati di depurazione di potenza superiore a 20 kW (se la potenza complessiva dell'impianto è inferiore a 1 MW si fa riferimento ai registri, altrimenti alle aste).

Possono accedere ai meccanismi competitivi:

- Impianti nuovi, integralmente ricostruiti e riattivati, di potenza inferiore a 1 MW;
- Impianti oggetto di potenziamento, se la differenza tra il valore di potenza dopo e prima l'intervento sia inferiore a 1 MW;
- Impianti oggetto di rifacimento di potenza inferiore a 1 MW;
- Aggregati di impianti, previa presentazione della domanda al GSE da parte di una nuova figura denominata *Aggregatore*.

Più nel dettaglio, con aggregato di impianti si intende un insieme di due o più impianti di nuova costruzione, localizzati sull'intero territorio nazionale, che è iscritto ai Registri o alle Aste come unico impianto, sulla base della potenza complessiva

3. L'energia elettrica oggi

dell'aggregato. La potenza complessiva di un aggregato, ai fini dell'individuazione della modalità di iscrizione (ai Registri o alle Aste), si determina sommando le potenze di ciascun impianto facente parte dell'aggregato.

Possono essere iscritti ai Registri gli aggregati di più impianti di potenza unitaria superiore a 20 kW, purché la potenza complessiva dell'aggregato sia inferiore al valore di soglia fissato a 1 MW. Possono partecipare alle Procedure d'Asta gli aggregati di più impianti di potenza unitaria superiore a 20 kW e inferiore o uguale a 500 kW, purché la potenza complessiva dell'aggregato sia uguale o superiore al valore di soglia fissato a 1 MW.

Il DM 2019 introduce inoltre tre diverse definizioni di tariffa:

1. *Tariffa di riferimento:*

- Le tariffe del DM 2016 (tabella 2.11), esclusi i fotovoltaici, per gli impianti che: entrano in esercizio entro il 9/8/2020 (un anno dall'entrata in vigore del DM 2019) o che non richiedono uno dei criteri di priorità previsti dalle lettere a) "discariche e cave", d) "colonnine", e) "aggregato" e f) "maggiore riduzione percentuale" dell'art. 9.2 del DM 2019;
- Le tariffe del DM 2019 (tabella 2.12) in tutti gli altri casi;

2. *Tariffa offerta:* tariffa di riferimento diminuita della "riduzione percentuale offerta" con l'iscrizione ai Registri (ove applicabile) e alle Aste. Essa è dunque la tariffa determinata sulla base del ribasso offerto dall'operatore;

3. *Tariffa spettante:* tariffa offerta diminuita delle ulteriori riduzioni previste dal DM 2019 (es. "decalage", "cumulabilità incentivi", "componenti rigenerati", ecc.)

Vi è poi un'ulteriore distinzione delle modalità di incentivazione in due macrocategorie: una tariffa onnicomprensiva ed un incentivo. La tariffa onnicomprensiva è riservata agli impianti di potenza al di sotto dei 250 kW, mentre l'incentivo è per le taglie più grandi. Ad ogni modo, entrambe le categorie vengono calcolate a partire dalle tariffe di riferimento appena descritte.

La tariffa onnicomprensiva T_o è determinata come:

$$T_o = T_b \quad (2.10)$$

essendo T_b la tariffa incentivante base ricavata per ciascuna fonte e tipologia di impianto dalle tabelle precedenti.

3. L'energia elettrica oggi

Fonte	Tipologia	Potenza [kW]	Vita utile anni	Tariffa di riferimento [€/MWh]
Eolica	on-shore	$1 < P \leq 20$	20	250
		$20 < P \leq 60$	20	190
		$60 < P \leq 200$	20	160
		$200 < P \leq 1000$	20	140
		$1000 < P \leq 5000$	20	130
		$P > 5000$	20	110
Idraulica	acqua fluente	$1 < P \leq 250$	20	155
		$250 < P \leq 500$	20	210
		$500 < P \leq 1000$	25	195
		$P > 1000$	30	150
	a bacino o a serbatoio	$1 < P < 5000$	25	125
		$P \geq 5000$	30	90
Gas residuati dai processi di depurazione	Tutte	$1 < P \leq 1000$	20	111
		$1000 < P < 5000$	20	88

Tabella 2.11: Tariffe di riferimento dal DM 23 giugno 2016.

L'incentivo I_{nuovo} è dato da:

$$I_{nuovo} = T_b - P_z \quad (2.11)$$

dove P_z è il prezzo zonale orario della zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto.

Premi e riduzioni I premi previsti ammontano a:

- 12 €/MWh sulla produzione erogata da impianti fotovoltaici con sostituzione di eternit (gruppo A-2);
- 10 €/MWh sulla produzione autoconsumata dagli impianti fotovoltaici, ammesso che la quota di autoconsumo sia maggiore del 40% di quella prodotta, per impianti su edifici con potenza inferiore a 100 kW.

3. L'energia elettrica oggi

Fonte	Gruppo	Tipologia	Potenza [kW]	Vita utile anni	Tariffa di riferimento [€/MWh]
Eolica	A e C	on-shore	$1 < P \leq 100$	20	150
			$100 < P < 1000$	20	90
			$P \geq 1000$	20	70
Fotovoltaico	A e A-2	Tutte	$20 < P \leq 100$	20	100
			$100 < P < 1000$	20	85
			$P \geq 1000$	20	70
Idraulica	B e C	acqua fluente (anche su acquedotto)	$1 < P \leq 400$	20	155
			$400 < P < 1000$	25	110
			$P \geq 1000$	30	80
		a bacino o a serbatoio	$20 < P \leq 100$	20	100
			$1 < P < 1000$	25	90
			$P \geq 1000$	30	80
Gas residuati dai processi di depurazione	B e C	Tutte	$1 < P \leq 100$	20	110
			$100 < P < 1000$	20	100
			$P \geq 1000$	20	80

Tabella 2.12: Tariffe di riferimento dal DM 4 luglio 2019.

Tali premi sono cumulabili.

Per quanto riguarda le riduzioni, come enunciato in precedenza la tariffa spettante è ricavata dalle offerte di riduzione sulla tariffa di riferimento per l'iscrizione ai Registri (non superiore al 30%) e alle Aste (riduzione tra il 2% e il 70%, con ulteriori riduzioni progressive fino al 90% su procedure successive se una o più offerte sono pari al floor). La tariffa spettante è ulteriormente ridotta nei seguenti casi:

- 1% all'anno fino all'entrata in esercizio, applicata decorsi 15 mesi da esito positivo procedure;
- 0.5% per ogni mese di ritardo dell'entrata in esercizio (max 6 mesi per Registro ed 8 mesi per Rifacimenti);
- Secondo la formula $T_{br} = T_b \cdot (1 - F)$, dove F è un parametro che varia linearmente tra 0 (nessun contributo in conto capitale) e 26% riferito al caso di

3. L'energia elettrica oggi

contributo in conto capitale pari al 40% dell'investimento;

- 20% per impianti a registro in caso di utilizzo di componenti rigenerati (uso non previsto per il fotovoltaico);
- 5% per impianti che non entrano in esercizio entro le tempistiche previste, poi riammessi con altra procedura;
- 50% per trasferimento a terzi dell'impianto ammesso in graduatoria nei registri/aste prima dell'entrata in esercizio;
- 2% per gruppo B e 5% per gruppo A a partire dal 1 gennaio 2021.

Per gli interventi di integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e per gli impianti ibridi è previsto che venga applicato un coefficiente di gradazione minore di 1, con condizioni e modalità di cui all.2 del DM 2016.

È possibile rinunciare alle incentivazioni prima del termine del periodo di diritto salvo restituzione degli incentivi netti fruiti fino al momento della rinuncia.

Si noti che l'accesso agli incentivi sul fotovoltaico è alternativo a SSP (scambio sul posto) e RID (ritiro dedicato).

I meccanismi di incentivazione non sono cumulabili con altri incentivi pubblici comunque denominati fatte salve le eccezioni di cui all'art. 26 DLgs 28/2011.

Il periodo di diritto all'incentivo decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto comunicata al GSE ed è pari alla vita media utile convenzionale, riportata nella tabella 2.12.

Viene prevista comunque un'estensione del periodo di diritto nei seguenti casi:

- estensione pari al periodo complessivo di fermate dovute a problemi di sicurezza della rete riconosciuti dal gestore di rete e di eventi calamitosi riconosciuti da competenti autorità, altre cause di forza maggiore riscontrate dal GSE, oltre a ritardi non imputabili al produttore relativi al rilascio dell'AIA;
- pari al periodo di fermo per interventi di ammodernamento e potenziamento non incentivati (max 12 mesi);
- Al netto delle ore di interruzione dell'incentivo nel caso di prezzi zonali $P_z = 0$ (e negativi quando introdotti nell'ordinamento).

3.2 Lo Scambio Sul Posto

Per il fotovoltaico, oltre ai meccanismi precedentemente descritti, riservati a impianti di taglia superiore ai 20 kW, sono disponibili altre tre importanti alternative: lo scambio sul posto (SSP), il ritiro dedicato (RID) e la vendita dell'energia direttamente sul mercato libero elettrico.

Escludendo la terza opzione, che è accessibile dalle grandi centrali elettriche, le scelte più diffuse e più vantaggiose per le utenze che consumano "in proprio" l'energia auto-prodotta, anche se in piccola parte, riguardano lo Scambio sul Posto ed il Ritiro Dedicato (o "vendita indiretta" dell'energia tramite il GSE).

Va comunque puntualizzato che sebbene questi strumenti siano di sostegno per il fotovoltaico, la convenienza dell'installazione di impianti di questo tipo risiede soprattutto nel risparmio diretto dato dall'autoconsumo.

Lo scambio sul posto permette di compensare/rimborsare il valore economico dell'energia prelevata nei limiti del valore economico di tutta l'energia prodotta e immessa in rete. Difatti si ricorda che ogni quantitativo di energia assume valore diverso in base alla zona di mercato ed alle fasce orarie di immissione e vendita (F1, F2 e F3).

Nelle prime versioni dello scambio era prevista la compensazione diretta dei kWh in bolletta; tale meccanismo fu poi modificato nel 2008. Nella versione attuale, sulla quota parte di energia acquistata dalla rete si riceve un rimborso parziale che prende il nome di *Contributo in conto scambio* C_s , il quale dipende dall'energia prodotta dall'impianto non autoconsumata, ma immessa direttamente in rete.

Tale rimborso è parziale (intorno al 70%) in quanto non tutte le voci di costo delle bollette pagate dall'utente al fornitore vengono prese in considerazione, come ad esempio le tasse ed alcuni oneri.

Più nel dettaglio, si ha:

$$C_s = \min[O_e; C_{ei}] + CU_{sf} \cdot E_S \quad (2.12)$$

I termini che caratterizzano l'equazione sono:

1. L'onere energia O_e , cioè il prezzo dell'energia elettrica prelevata dalla rete e pagato dall'utente. Il prezzo dell'energia è espresso in euro ed è il prodotto tra i kWh prelevati ed il prezzo unico nazionale (PUN). Il prezzo unico nazionale è variabile in base ai prezzi di mercato ed è una media nazionale dei prezzi rilevati ogni mese in ogni regione;

3. L'energia elettrica oggi

2. Il *controvalore dell'energia immessa in rete* C_{ei} è il valore economico dell'energia immessa in rete, dato dal prodotto tra kWh immessi ed il prezzo zonale dell'energia sul “mercato del giorno prima”.
3. Il *corrispettivo unitario di scambio forfettario* CU_{sf} è un valore espresso in centesimi di euro per kWh calcolato forfettariamente dal GSE in base a vari parametri. Nel dettaglio questo valore contiene le tariffe di: trasmissione, distribuzione, dispacciamento ed alcuni oneri normalmente addebitati in bolletta (componenti A, UC, UC3 e UC6) vigenti nel mese in corso (non viene rimborsata la componente MCT).
4. E_s è l'*energia scambiata*, pari al minimo tra kWh immessi e kWh prelevati in totale durante l'anno.

Nel caso in cui l'energia immessa in rete sia maggiore rispetto a quella prelevata, si parla di *eccedenza*, la quale assume un valore pari al prezzo di mercato medio dell'energia rilevato nell'anno di riferimento, e può essere monetizzata e liquidata da parte del GSE oppure essere messa a credito nel contributo in conto scambio dell'anno successivo.

Applicabilità scambio sul posto Possono oggi richiedere l'adesione allo scambio sul posto:

- Impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW;
- Impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007;
- Impianti cogenerativi ad alto rendimento con potenza fino a 200 kW.
- Impianti a fonti rinnovabili con potenza fino a 500 kW, entrati in esercizio dal 1 gennaio 2015;
- l'inclusione dei sistemi di Scambio sul posto fra gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSCP).

Per informazioni più dettagliate sull'evoluzione del meccanismo, dalla sua nascita nel 1999 ad oggi, si rimanda a [56].

3.3 Detrazioni fiscali fotovoltaico

Con l'esaurimento del Quinto Conto Termico in Italia cessarono di fatto le incentivazioni per il fotovoltaico al di sotto dei 20 kW, eccezion fatta per il supporto dei meccanismi di sostegno dello scambio sul posto e del ritiro dedicato.

Tuttavia a partire dal 2013 furono previste detrazioni IRPEF del 50% (distribuite in 10 anni) sulle spese sostenute. Queste agevolazioni, rientranti nell'ambito delle ristrutturazioni edilizie (non dell'Ecobonus), sono state prorogate negli anni dalle Leggi di Stabilità e dalle leggi di Bilancio e sono tuttora valide.

Più nel dettaglio, le condizioni essenziali da rispettare sono:

- Uso domestico;
- Impianti sotto i 20 kW;
- Non possono accedere aziende e rivenditori di energia;
- Niente cumulo con le tariffe incentivanti.

Rientrano nelle possibilità di detrazione le installazioni di sistemi di accumulo, nel caso in cui esse siano contestuali o successive a quella dell'impianto fotovoltaico. In tal caso, infatti, il sistema di accumulo si configura come un elemento funzionalmente collegato all'impianto e in grado di migliorarne le potenzialità (cfr circolare n. 7/E del 27 aprile 2018). C'è tuttavia un'eccezione: i sistemi di accumulo non sono infatti compatibili con gli impianti fotovoltaici fino a 20 kW di potenza in scambio sul posto incentivati con il Primo Conto Energia.

Ad oggi la soglia massima di spesa è fissata a 96000 euro. È inoltre previsto il ribasso dell'IVA, che dal 22% passa al 10% per gli interventi di installazione, ristrutturazione o manutenzione degli impianti fotovoltaici.

L'aliquota IVA agevolata al 10% si attua nello specifico nel caso di acquisto di impianti fotovoltaici completi, di acquisto di una componente dell'impianto oppure nel caso di somme impiegate per il pagamento delle prestazioni e dei servizi relativi alla costruzione degli impianti.

Gli impianti che usufruiscono di tali detrazioni fiscali possono comunque accedere anche allo scambio sul posto.

Il Decreto Legge 19 maggio 2020 ha successivamente esteso le detrazioni fiscali del 110% in cinque anni anche agli impianti fotovoltaici, presentando però dei vincoli importanti:

3. L'energia elettrica oggi

- Ammontare complessivo delle spese non superiore a 48000 euro;
- Limite di spesa di 2400 euro per kW di potenza nominale dell'impianto, a patto che l'installazione sia eseguita congiuntamente a uno dei tipi di intervento di efficientamento energetico discussi nella sezione relativa a suddetto decreto (permane del resto il vincolo di avanzamento di due classi energetiche, difficilmente ottenibile con il solo fotovoltaico);
- Le detrazioni sono estese anche ai sistemi di accumulo integrati, con un vincolo di 1000 euro di spesa per ogni kWh di capacità di accumulo del sistema;
- La detrazione è subordinata alla cessione al GSE dell'energia non autoconsumata e non è cumulabile con altri incentivi pubblici o altre forme di agevolazione di qualsiasi natura, compreso il meccanismo di scambio sul posto.

3.4 Il Ritiro Dedicato

Il Ritiro Dedicato è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, attiva dal 1 gennaio 2008.

Il Ritiro Dedicato consiste nella cessione al GSE dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che vi possono accedere, su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato.

Il GSE corrisponde infatti al produttore un determinato prezzo per ogni *kWh* immesso in rete.

I ricavi derivanti ai produttori dalla vendita al GSE dell'energia elettrica si sommano quindi a quelli conseguiti dagli eventuali meccanismi di incentivazione a eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi onnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete.

Possono richiedere l'accesso al Ritiro Dedicato gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili che rispondano alle seguenti condizioni:

- Potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;

3. L'energia elettrica oggi

- Potenza qualsiasi per impianti che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- Potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili, compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride;
- Potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili (diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica) limitatamente, per quest'ultima, agli impianti ad acqua fluente purché nella titolarità di un autoproduttore.

Gli impianti che accedono ai meccanismi di incentivazione per i quali è previsto il riconoscimento di una Tariffa Onnicomprensiva (incentivo e ricavo da vendita dell'energia) non possono accedere al servizio di Ritiro Dedicato.

Nello specifico quindi non possono accedere gli impianti fotovoltaici incentivati dal D.M. 05 Luglio 2012 (Quinto Conto Energia) o D.M. 05 Maggio 2011 (Quarto Conto Energia per i soli impianti con Tariffa Onnicomprensiva), e gli impianti alimentati a fonti rinnovabili (non fotovoltaici) incentivati dal D.M. 18 Dicembre 2008, dal D.M. 06 Luglio 2012 e dal D.M. 23 Giugno 2016.

Il Ritiro Dedicato, infine, non è compatibile con il servizio di Scambio sul Posto.

Rispetto alla vendita sul libero mercato, sono definiti per decreto dei prezzi minimi garantiti, indicizzati alle variazioni dei prezzi al consumo rilevate dall'Istat ed aggiornati ogni anno con apposita deliberazione redatta dall'Aeeg.

Se i prezzi di mercato sono maggiori dei prezzi minimi garantiti definiti dalla delibera, vengono riconosciuti i prezzi di mercato.

I parametri PMG_{2018} e FOI_{2018} in fig. 2.9 si riferiscono rispettivamente ai prezzi minimi garantiti nel 2018 ed al tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati rilevato dall'Istat nel 2018, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.

3. L'energia elettrica oggi

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito (formula riportata nella deliberazione 618/2013/R/efr)	Prezzo minimo garantito (valore vigente per l'anno 2019)
		[€/MWh]	[€/MWh]
Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide	fino a 2.000.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	94,3
Biogas da discarica	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	50,0
Eolica	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	50,0
Solare fotovoltaico	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	39,8
Idrica	fino a 250.000 kWh	$(PMG_{2018} - 25) * (1 + FOI_{2018}/100) + 25$	156,1
	oltre 250.000 kWh e fino a 500.000 kWh	$(PMG_{2018} - 25) * (1 + FOI_{2018}/100) + 25$	107,2
	oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	$(PMG_{2018} - 25) * (1 + FOI_{2018}/100) + 25$	67,6
	oltre 1.000.000 kWh e fino a 1.500.000 kWh	$(PMG_{2018} - 25) * (1 + FOI_{2018}/100) + 25$	58,5
Geotermica	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	52,3
Fonti diverse dalle altre	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2018} * (1 + FOI_{2018}/100)$	39,8

Figura 2.9: Prezzi minimi garantiti per l'anno 2019 [55]

3.5 Energia da biogas

Per quanto riguarda l'utilizzo del biogas, la Legge n. 145/2018 (art. 1, comma 954) ha esteso la possibilità di accesso agli incentivi, secondo le procedure, le modalità e le tariffe del D.M. 23/06/2016, a “gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, con potenza elettrica non superiore a 300 kW e facenti parte del ciclo produttivo di una impresa agricola, di allevamento, realizzati da imprenditori agricoli anche in forma consortile e la cui alimentazione deriva per almeno l'80% da reflui e materie derivanti dalle aziende agricole realizzatrici e per il restante 20 per cento da loro colture di secondo raccolto” e “L'accesso agli incentivi [...] è condizionato all'autoconsumo in sito dell'energia termica prodotta, a servizio dei processi aziendali”.

Per accedere agli incentivi, sono previste due diverse modalità, a seconda della potenza dell'impianto:

1. Accesso diretto per gli impianti fino a 100 kW, che possono presentare domanda a seguito dell'entrata in esercizio.
2. Gli impianti di potenza superiore a 100 kW e fino 300 kW devono essere iscritti allo specifico Registro per l'assegnazione del contingente di potenza disponibile e, se rientrati in posizione utile, possono presentare domanda dopo aver realizzato l'impianto (anche gli impianti fino a 100 kW possono optare per l'iscrizione al Registro invece dell'accesso diretto).

4. I Certificati Bianchi

Categoria	Potenza [kW]	Vita utile anni	Tariffa di riferimento [€/MWh]
a)	$1 < P \leq 300$	20	170
b) e d)	$1 < P \leq 300$	20	233

Tabella 2.13: Tariffe di riferimento per impianti a biogas sotto i 300 kW dal DM 23 giugno 2016.

Le tariffe di riferimento sono riportate in tabella 2.13. Le relative categorie sono rappresentate da:

- a) prodotti di origine biologica di cui alla tabella 1-B del DM 26 giugno 2016;
- b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla tabella 1-A del decreto;
- c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2 del decreto 6 luglio 2012;
- d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c).

Per quanto riguarda la richiesta di accesso ai meccanismi di incentivazione da parte del produttore a seguito dell'entrata in esercizio degli impianti, la "data di entrata in esercizio commerciale" deve soddisfare le condizioni specificate dall'Addendum alle Procedure Applicative del D.M. 23 giugno 2016.

4 I Certificati Bianchi

Il meccanismo dei certificati bianchi, entrato in vigore nel 2005, è uno strumento di promozione dell'efficienza energetica in Italia.

I certificati bianchi sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica. Un certificato equivale al risparmio di una Tonnellata Equivalente di Petrolio (TEP).

Chiamati anche Titoli di Efficienza Energetica (TEE), i certificati bianchi sono il principale meccanismo di incentivazione dell'efficienza energetica nel settore indu-

4. I Certificati Bianchi

striale, delle infrastrutture a rete, dei servizi e dei trasporti, ma riguardano anche interventi realizzati nel settore civile e misure comportamentali.

Il GSE riconosce un certificato per ogni TEP di risparmio conseguito grazie alla realizzazione dell'intervento di efficienza energetica. Su indicazione del GSE, i certificati vengono poi emessi dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) su appositi conti.

I certificati bianchi possono essere scambiati e valorizzati sulla piattaforma di mercato gestita dal GME o attraverso contrattazioni bilaterali. A tal fine, tutti i soggetti ammessi al meccanismo sono inseriti nel Registro Elettronico dei Titoli di Efficienza Energetica del GME.

Il valore economico dei titoli è definito nelle sessioni di scambio sul mercato.

Il sistema prevede obblighi di risparmio di energia primaria per i distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti finali (*Soggetti obbligati*) e attribuisce, per ogni anno, obiettivi da raggiungere.

I soggetti obbligati possono adempiere alla quota d'obbligo di risparmio in due modi:

- realizzando direttamente i progetti di efficienza energetica ammessi al meccanismo;
- acquistando i titoli dagli altri soggetti ammessi al meccanismo.

Per ogni anno d'obbligo, dal 2017 al 2020, sono stati fissati i risparmi che i distributori devono raggiungere attraverso interventi di efficienza energetica; per il 2020 l'obiettivo è di 11.19 Milioni di TEP.

Gli obiettivi includono gli interventi associati al rilascio dei certificati bianchi spettanti all'energia da Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), gli interventi che continuano a generare risparmi anche dopo la conclusione del periodo di vita utile e gli interventi di efficientamento eseguiti nell'ambito del D.M.106 del 20/05/2015.

Oltre ai distributori di energia, possono partecipare al meccanismo anche altri *soggetti volontari*, tipicamente le società di servizi energetici (ESCO) o le società che abbiano nominato un esperto in gestione dell'energia (EGE) certificato. I soggetti volontari sono tutti gli operatori che liberamente scelgono di realizzare interventi di riduzione dei consumi negli usi finali di energia, e a cui si riconosce il diritto a ricevere la corrispondente quantità di certificati bianchi.

I certificati bianchi non possono essere cumulati con altri incentivi, comunque denominati, a carico delle tariffe dell'energia elettrica e del gas e con altri incentivi

5. Cogenerazione ad alto rendimento

statali, destinati ai medesimi progetti. Nel rispetto delle rispettive norme operative e nei limiti previsti e consentiti dalla normativa europea, i certificati bianchi sono invece cumulabili con finanziamenti erogati a livello locale, regionale e comunitario (es. i POR FESR, erogati dalle Regioni) e con l'accesso a:

- fondi di garanzia e fondi di rotazione;
- contributi in conto interesse;
- detassazione del reddito d'impresa riguardante l'acquisto di macchinari e attrezzature. In tal caso il numero dei titoli spettanti è ridotto del 50% [57].

5 Cogenerazione ad alto rendimento

Un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore è un sistema integrato che converte l'energia primaria da una qualsivoglia fonte nella produzione congiunta di energia elettrica e termica, entrambe considerate effetti utili, conseguendo in generale un risparmio di energia primaria ed un beneficio ambientale rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica.

Analizzando la definizione di cogenerazione è opportuno evidenziarne i concetti chiave:

- Per *calore utile* si intende il soddisfacimento di una domanda economicamente giustificabile (ovvero che si sarebbe comunque dovuta soddisfare in altro modo) di energia termica ed eventualmente frigorifera.
- Il *risparmio di energia primaria* viene quantificato tramite un parametro espresso in percentuale noto come *Primary Energy Saving* (PES):

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right) \cdot 100 \quad (2.13)$$

I termini che compaiono nell'equazione sono:

1. $CHPH\eta$: rendimento termico dell'impianto cogenerativo;
2. $RefH\eta$: rendimento termico di riferimento;
3. $CHPE\eta$: rendimento elettrico dell'impianto cogenerativo;

5. Cogenerazione ad alto rendimento

4. $RefE\eta$: rendimento elettrico di riferimento.

Il PES viene calcolato su base annua considerando i rendimenti medi dell'impianto.

- L'espressione *in modo sostanzialmente interconnesso* si riferisce al fatto che il processo debba avvenire secondo la cosiddetta "cascata energetica", e non seguire due percorsi distinti.

In luogo della produzione di energia elettrica in forma congiunta alla produzione di energia termica, è ammessa anche la produzione di energia meccanica.

La produzione di energia meccanica o elettrica e di calore deve avvenire in modo sostanzialmente interconnesso, implicando un legame tecnico e di mutua dipendenza tra produzione elettrica ed utilizzo in forma utile del calore, anche attraverso sistemi di accumulo.

Il calore generato viene trasferito all'utilizzazione in diverse forme, tra cui vapore, acqua calda ed aria calda, e può essere destinata ad usi civili o ad usi industriali in diversi processi produttivi.

Nel caso di utilizzo di gas di sintesi, il sistema di gassificazione è parte integrante dell'impianto cogenerativo, così come lo è il post-combustore per impianti a ciclo combinato con post-combustione. Sono invece escluse le eventuali caldaie di integrazione dedicate esclusivamente alla produzione di energia termica. Nel caso in cui si abbia ricombustione il calore prodotto non viene considerato cogenerativo.

Si parla di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) quando:

- $PES > 10\%$ se $P_{el} \geq 1$ MW;
- $PES > 0$ se $P_{el} < 1$ MW;

La garanzia di origine (GOc) per la cogenerazione ad alto rendimento è rilasciata dal GSE, su richiesta del produttore, attraverso un'apposita procedura, per produzioni di energia elettrica annue superiori a 25 MWh. La GOc specifica: ubicazione, tecnologia, combustibile e suo PCI, quantità di combustibile utilizzata ed elettricità da cogenerazione prodotta mensilmente, uso del calore cogenerato e risparmio di energia primaria.

Va però puntualizzato che esistono ulteriori condizioni da tenere in considerazione nel calcolo dell'energia prodotta e dei rendimenti, legate al rendimento di primo

5. Cogenerazione ad alto rendimento

principio dell'impianto. Il rendimento di primo principio è dato dal rapporto tra la somma dell'energia elettrica (E) e termica (H) prodotte e l'energia del combustibile (E_c) in ingresso:

$$\eta_I = \frac{H + E}{E_c} \quad (2.14)$$

Affinché l'impianto possa essere considerato completamente cogenerativo, deve essere $\eta_I > \eta_{soglia}$, con η_{soglia} pari a:

1. $\eta_{soglia} = 75\%$ per quasi tutti gli impianti;
2. $\eta_{soglia} = 80\%$ per impianti con turbina a vapore a derivazione e condensazione.

Se tale condizione è soddisfatta, l'energia elettrica da cogenerazione è pari a tutta quella prodotta ($E_{CHP} = E$), altrimenti si ha:

$$E_{CHP} = H \cdot C \quad (2.15)$$

$$C = \left(\frac{E}{H} \right)_{max\ recuperato} \quad (2.16)$$

Il parametro C viene valutato nelle cosiddette condizioni di massimo recupero, ovvero nel caso in cui si abbia $\eta_I = \eta_{soglia}$.

Si determina così in modo fittizio quale sarebbe stata l'energia elettrica prodotta nel caso in cui l'impianto avesse avuto rendimento di primo principio pari a quello di soglia. La parte di energia elettrica "non cogenerativa" sarà quindi:

$$E_{non\ CHP} = E - E_{CHP} \quad (2.17)$$

Si può ritenere che i rendimenti delle due sezioni (CHP e non CHP) siano uguali (eccezion fatta per gli impianti a derivazione e condensazione), per cui:

$$E_{C,CHP} = E_C \cdot \frac{E_{CHP}}{E} \quad (2.18)$$

$$E_{C,non\ CHP} = E_C \cdot \frac{E_{non\ CHP}}{E} \quad (2.19)$$

e quindi i rendimenti dell'impianto sono dati da:

$$CHPH\eta = \frac{H}{E_{C,CHP}} \quad (2.20)$$

$$CHPE\eta = \frac{E_{CHP}}{E_{C,CHP}} \quad (2.21)$$

Nel caso di impianti a derivazione e condensazione, in cui il rendimento elettrico varia al variare della richiesta termica dell'utenza, la normativa definisce il fattore β [kWh_{el}/kWh_{th}] per valutare i kWh_{el} persi all'aumentare dei kWh_{th} prodotti. Il rendimento della sezione "non cogenerativa" diventa quindi:

$$\eta_{el,non\ CHP} = \frac{E + \beta \cdot H}{E_c} \quad (2.22)$$

Nelle condizioni di massimo recupero quindi l'energia elettrica prodotta E è diversa, ed il parametro C viene calcolato come:

$$C = \frac{\eta_{el,non\ CHP} - \beta \cdot \eta_{soglia}}{\eta_{soglia} - \eta_{el,non\ CHP}} \quad (2.23)$$

I rendimenti di riferimento $RefE\eta$ e $RefH\eta$ sono tabulati negli allegati IV e V del DM 4 agosto 2011; in particolare è prevista una correzione per il rendimento di riferimento in funzione della temperatura media T_m della zona in cui è posto l'impianto (zona A o B) e di un fattore P che tiene conto delle perdite di rete:

$$RefE\eta = [RefE\eta_{tab} + 0.1\% \cdot (15^\circ C - T_m)] \cdot P \quad (2.24)$$

5.1 I benefici della CAR

Si elencano quindi i principali benefici di cui dispone la Cogenerazione ad Alto Rendimento:

- Priorità di dispacciamento (dopo le FER);
- Agevolazioni fiscali sulle accise del metano;
- Possibilità di accedere al servizio di Scambio sul Posto per potenze fino a 100 kW;
- Possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica;

6. Biocarburanti

- Possibilità di ottenere le agevolazioni tariffarie per impianti alimentati a FER;
- Possibilità di incentivazione dell'energia elettrica per impianti alimentati a biometano;
- Possono accedere al meccanismo dei Certificati Bianchi le unità di cogenerazione riconosciute CAR a consuntivo:
 1. entrate in esercizio a seguito di nuova costruzione o rifacimento dopo 6 marzo 2007, per un periodo di 10 anni solari, a decorrere dal 1 gennaio dell'anno successivo all'entrata in esercizio;
 2. entrate in esercizio a seguito di nuova costruzione o rifacimento dopo 6 marzo 2007 ed abbinate ad una rete di teleriscaldamento, per un periodo di 15 anni solari a decorrere dal primo gennaio dell'anno successivo all'entrata in esercizio.

La quantità di Certificati Bianchi CB emessi dipende dal risparmio ottenuto:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_{el,rif}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{th,rif}} - E_{C,CHP} \quad (2.25)$$

$$CB = RISP - 0.086 \cdot K \quad (2.26)$$

I valori di $\eta_{el,rif}$ e $\eta_{th,rif}$ sono tabulati. Il parametro K assume valori diversi in funzione della potenza media annua $P = E_{CHP}/h$, data dal rapporto dall'energia elettrica prodotta ed il numero di ore di funzionamento dell'impianto.

La data di decorrenza dell'incentivo prevista dalla normativa è il 1 gennaio dell'anno solare successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità.

6 Biocarburanti

I biocarburanti sono combustibili ottenuti da biomasse, inclusi rifiuti e sottoprodotti e possono avere anche forma gassosa, come ad esempio il biometano che viene impiegato per i trasporti. Nati come alternativa ai carburanti fossili, i biocarburanti sostenibili rappresentano oggi la risposta più concreta per ridurre le emissioni di CO_2 derivanti dal settore dei trasporti.

6. Biocarburanti

Il primo decreto di incentivazione del biometano è stato emanato il 5 dicembre 2013 e riguardava non solo l'incentivazione del biometano con destinazione specifica nei trasporti, ma anche l'incentivazione del biometano immesso in rete senza specifica destinazione d'uso e quello utilizzato per la produzione di energia elettrica in impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento.

Il DM 10 ottobre 2014 disciplina invece le modalità di attuazione degli obblighi di immissione in consumo dei biocarburanti posti in capo ai soggetti obbligati, operatori economici che immettono in consumo benzina e gasolio e che hanno l'obbligo di immetterne una parte sotto forma di biocarburanti.

La verifica degli obblighi di immissione in consumo è gestita dal GSE che opera, per conto del Ministero dello Sviluppo Economico, nell'attuazione esecutiva delle varie fasi del sistema: acquisizione dei dati relativi all'immissione in consumo di carburanti e biocarburanti, emissione dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC), raccolta ed elaborazione dei dati sulle emissioni di CO_2 dei soggetti obbligati e dei fornitori dei soli GPL e metano, ecc.

Il biometano e tutti i biocarburanti devono rispettare quanto previsto dal Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 23 gennaio 2012 e s.m.i. per quanto concerne la certificazione della sostenibilità.

I biocarburanti sono definiti avanzati se prodotti a partire dalle materie prime elencate nella parte A dell'Allegato 3 del DM 2 marzo 2018. In particolare tale Decreto ha come obiettivi:

- promuovere maggiormente l'utilizzo del biometano per i trasporti, anche ai fini del raggiungimento degli obiettivi posti all'Italia dalle direttive europee in termini di utilizzo di carburanti rinnovabili nei trasporti. L'onere dell'incentivo è distribuito sui soggetti che hanno l'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti (Soggetti Obbligati);
- favorire le riconversioni degli impianti a biogas, con conseguente riduzione dei costi della componente ASOS della bolletta elettrica;
- promuovere l'incentivazione di impianti di produzione di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano.

Per i produttori di biometano immesso in consumo nei trasporti, tramite impianti di distribuzione stradali, autostradali o privati, è previsto il rilascio dei Certificati di Immissione in Consumo, calcolati secondo le procedure GSE.

6. Biocarburanti

I produttori di biometano avanzato hanno diritto a:

1. il riconoscimento di un valore pari a 375 € per ogni CIC riconosciuto, considerando anche le eventuali maggiorazioni previste nella quantificazione dei titoli spettanti. Tale incentivazione ha durata massima di 10 anni; successivamente si ha diritto al solo rilascio dei CIC (che possono essere venduti ad altri operatori);
2. il ritiro, da parte del GSE, anche per un quantitativo parziale, del biometano avanzato ad un prezzo pari al 95% del prezzo medio mensile registrato sul Mercato a Pronti del gas naturale o, in alternativa, la vendita effettuata autonomamente.

Tipologia	Incentivo	Ricavi di vendita	Durata
Biometano	CIC + maggiorazioni per materie prime	Biometano sul mercato	Vita impianto
Biometano avanzato	375€/CIC + maggiorazioni per impianti pertinenti	Ritiro Biometano GSE o sul mercato	Massimo 10 anni
Biocarburanti avanzati diversi dal Biometano	375€/CIC	Limite massimo: Prezzo PLATT'S del carburante di riferimento -5%	Massimo 10 anni

Tabella 2.14: Incentivi per il biometano ed altri biocombustibili.

Per i biocarburanti avanzati diversi dal biometano la forma di incentivazione si esaurisce per i produttori dopo i 10 anni, mentre i Soggetti obbligati avranno diritto ai meccanismi previsti dal DM 10 ottobre 2014.

Le maggiorazioni sono previste:

1. per materie prime: nel caso di utilizzo delle materie elencate nella parte A e B dell'allegato 3 del decreto del MiSE 10 ottobre 2014 e s.m.i e nel caso di impianti funzionanti con le citate materie in codigestione con materie di origine biologica non rientranti nel suddetto elenco, fino ad un massimo del 30 % in peso.

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

2. per impianti pertinenti, nel caso di produttori di biometano avanzato che, inoltre, investono in impianti di distribuzione o di liquefazione è previsto un aumento del 20% del valore dei CIC al fine di tenere conto dei costi aggiuntivi sostenuti. Il decreto prevede un limite pari al 70% dei costi di investimento sostenuti e, comunque, non oltre 600 mila euro per un impianto di distribuzione e fino ad 1,2 milioni di euro per un impianto di liquefazione.

Potranno usufruire degli incentivi gli impianti di produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022.

Il produttore può richiedere la qualifica dopo l'entrata in esercizio dell'impianto oppure a progetto (in fase di progettazione o realizzazione dell'impianto, effettuando successivamente una richiesta di qualifica in esercizio). Il rilascio della qualifica avviene entro 120 giorni dalla richiesta, al netto dei periodi necessari per integrare le informazioni fornite.

7 Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

Dopo aver presentato nel dettaglio la successione dei meccanismi di incentivazione per le FER elettriche, si procede ora all'analisi dell'evoluzione delle tariffe stesse fino ad oggi per ciascuna fonte.

In particolare ci si focalizza sull'energia eolica, idraulica, da gas di depurazione e da fotovoltaico di classe A come definito dal DM 4 luglio 2019. Non si tratta invece il fotovoltaico di classe A2, considerato nei precedenti Conti Energia come un caso particolare del fotovoltaico soggetto semplicemente a dei premi aggiuntivi, e che costituisce comunque una casistica di interesse marginale ai fini di questo elaborato.

Per le altre categorie di fonti rinnovabili il confronto si estende solo fino al DM 23/06/16, in quanto saranno oggetto del decreto FER 2, ancora non emesso.

7.1 Il solare fotovoltaico

Uno schema di sintesi dell'evoluzione dei principali incentivi per il fotovoltaico è riportato in fig. 2.10. Nella figura sono esclusi il Ritiro Dedicato e lo Scambio sul Posto non essendo questi dei veri e propri incentivi, ma rispettivamente una modalità di

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

cessione alla rete e un meccanismo di compensazione. Ad ogni modo si ricorda che era previsto l'accesso allo Scambio sul Posto anche per impianti incentivati dal Primo al Quarto Conto Energia, con una differenziazione basata sulla taglia dell'impianto.

Ad oggi è possibile ancora accedere allo SSP per impianti sotto i 20 kW che usufruiscono delle detrazioni fiscali del 50%, mentre per gli impianti di taglia maggiore si fa riferimento alle sole tariffe del DM FER1 2019.

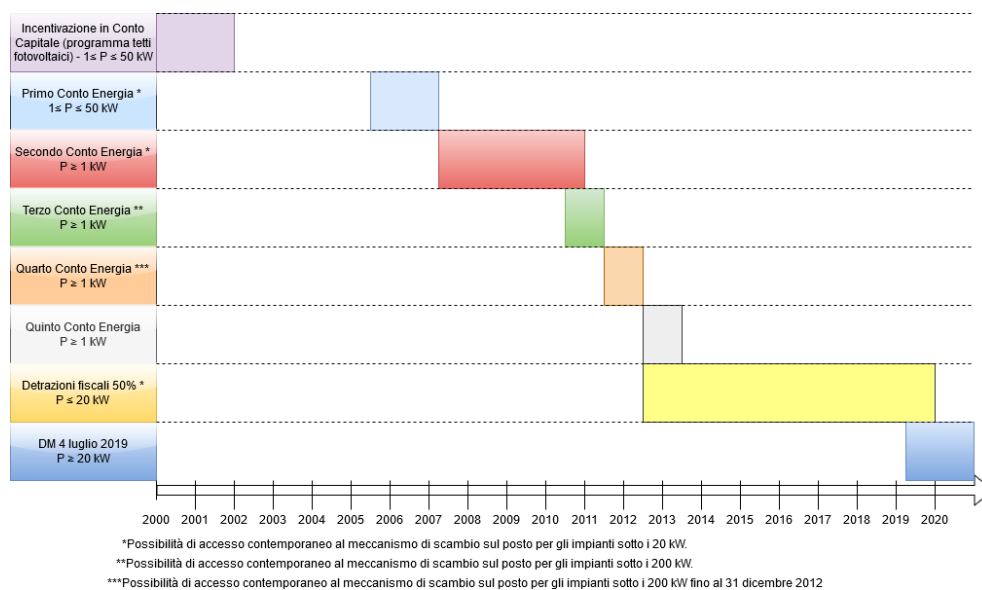


Figura 2.10: Evoluzione modalità di incentivazione per gli impianti fotovoltaici.

Nelle figure da fig. 2.11 a fig. 2.16 si riporta l'andamento delle tariffe incentivanti in funzione della data di entrata in esercizio degli impianti dal Primo al Quinto Conto Energia, differenziato in base alla taglia dell'impianto.

Si premette che:

1. Le linee sovrapposte sono ricostruite in funzione delle decurtazioni previste dai diversi regolamenti, ma ovviamente la tariffa vigente è in tal caso quella del decreto più recente;
2. L'eccezione alla regola precedente è data dal prolungamento delle tariffe del Secondo Conto Energia fino al 2011 per effetto del Decreto salva Alcoa;

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

3. Sempre a scopo illustrativo, si riportano i valori delle tariffe del Quinto Conto fino al 2016 in base alle decurtazioni previste, sebbene il tetto massimo sia stato raggiunto nel giugno 2013;
4. Anche il Quarto Conto Energia prevedeva, dal 2013, l'introduzione di una tariffa onnicomprensiva e di una sull'energia autoconsumata, tuttavia esse non vennero applicate per via del subentro del Quinto Conto: esse sono riportate nei grafici esclusivamente per evidenziare la notevole riduzione tra quelle previste al 2011 e quelle effettivamente applicate a distanza di un anno.

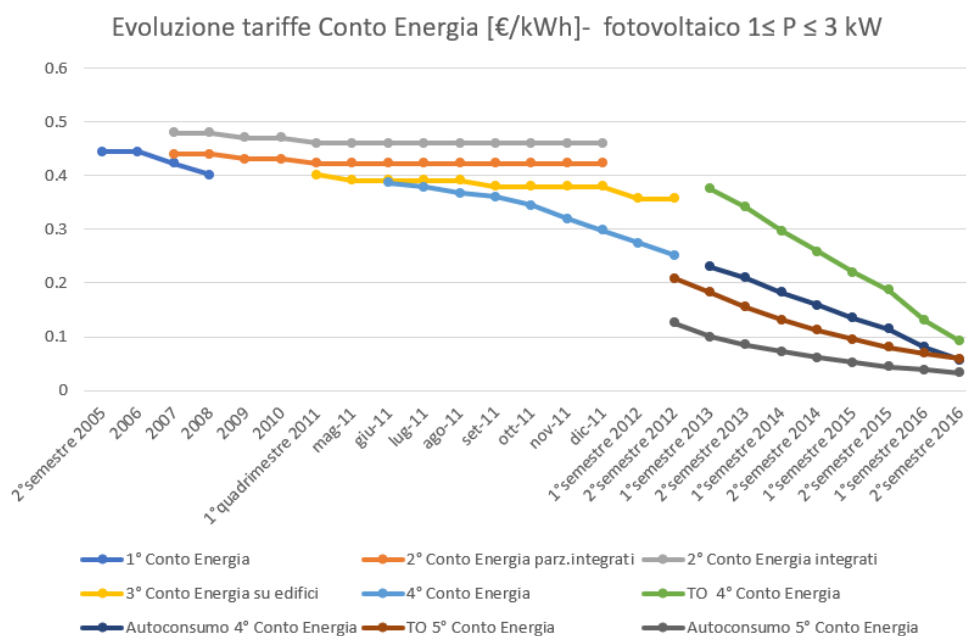


Figura 2.11: Evoluzione tariffe del Conto Energia per impianti di taglia compresa tra 1 e 3 kW.

Solo per gli impianti di piccola taglia (fino a 20 kW) è possibile osservare un leggero aumento della tariffa dal Primo al Secondo Conto Energia.

Nei restanti casi, le riduzioni percentuali delle tariffe dal momento di entrata in vigore di un decreto a quello successivo sono quanto più marcate quanto maggiore è la taglia dell'impianto. In particolare:

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

- Dal 4.8% all'11.5% per il passaggio dagli impianti “parzialmente integrati” del Secondo Conto al Terzo;
- Dal 12.8% al 21.1% per il passaggio dagli impianti “integrati” del Secondo Conto al Terzo;
- Dall'1% al 3.8% per il passaggio dal Terzo Conto al Quarto.

Come spiegato nelle sezioni precedenti, fino al Quarto Conto Energia la tariffa incentivava tutta l'energia prodotta, mentre con il Quinto Conto l'incentivo fu separato in una tariffa onnicomprensiva sull'energia immessa in rete ed un premio sull'autoconsumo, rendendo più difficile il confronto.

Le tariffe base del DM 2019 si sono invece ridotte, rispetto a quelle per gli impianti entrati in esercizio nel secondo semestre di applicazione del Quinto Conto Energia (2013), come segue:

- Per impianti con $20 < P \leq 100 \text{ kW}$ una riduzione del 36.3% della tariffa onnicomprensiva e dell'86.7% del premio sull'autoconsumo;
- Per impianti con $100 < P \leq 200 \text{ kW}$ una riduzione della tariffa onnicomprensiva del 45.8% (nessun premio per l'autoconsumo nel DM 2019);
- Per impianti con $200 < P \leq 250 \text{ kW}$ una riduzione del 34.16% della tariffa onnicomprensiva.

Per impianti oltre i 250 kW il valore dell'incentivo viene attualmente calcolato per differenza tra tariffa base e prezzo zonale orario, cosa che per il Quinto Conto Energia era prevista per impianti di potenza superiore a 1 MW.

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

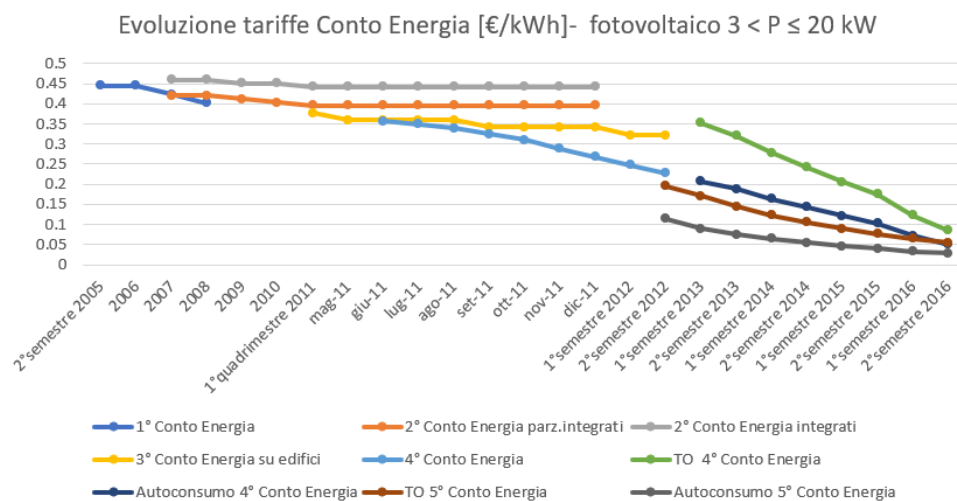


Figura 2.12: Evoluzione tariffe del Conto Energia per impianti di taglia compresa tra 3 e 20 kW.

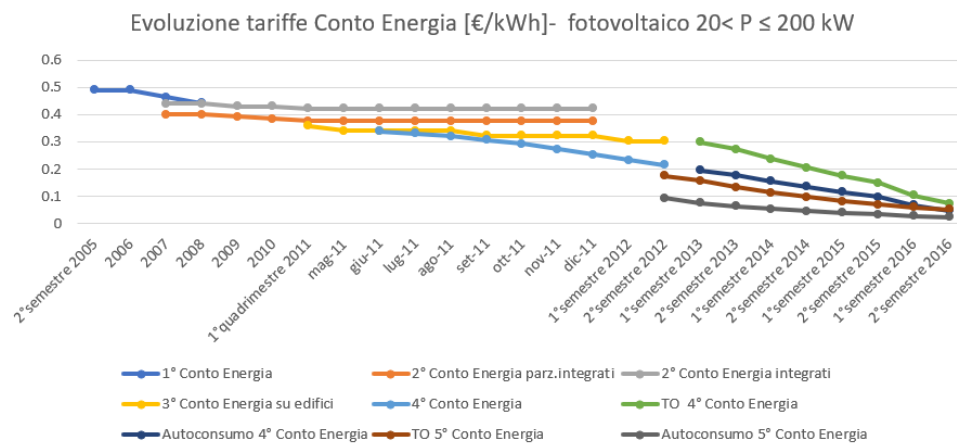


Figura 2.13: Evoluzione tariffe del Conto Energia per impianti di taglia compresa tra 20 e 200 kW.

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

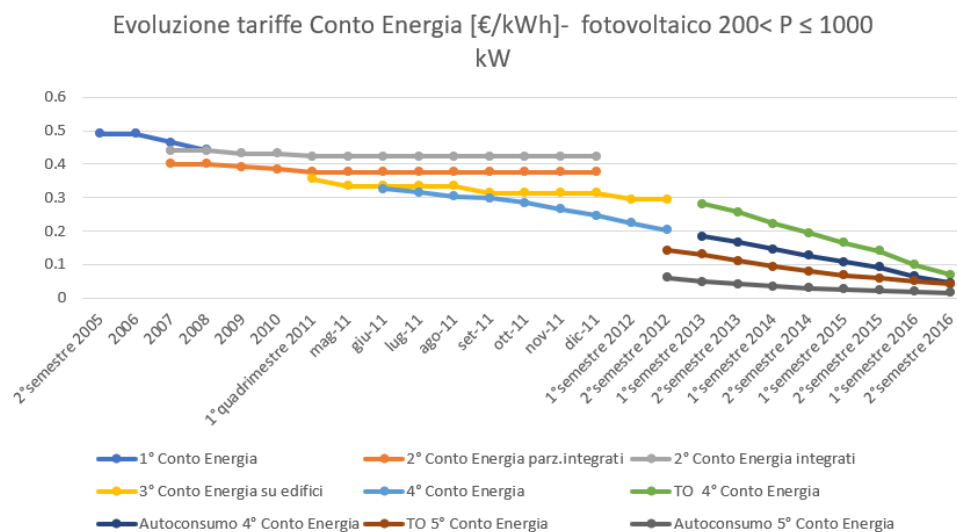


Figura 2.14: Evoluzione tariffe del Conto Energia per impianti di taglia compresa tra 200 e 1000 kW.

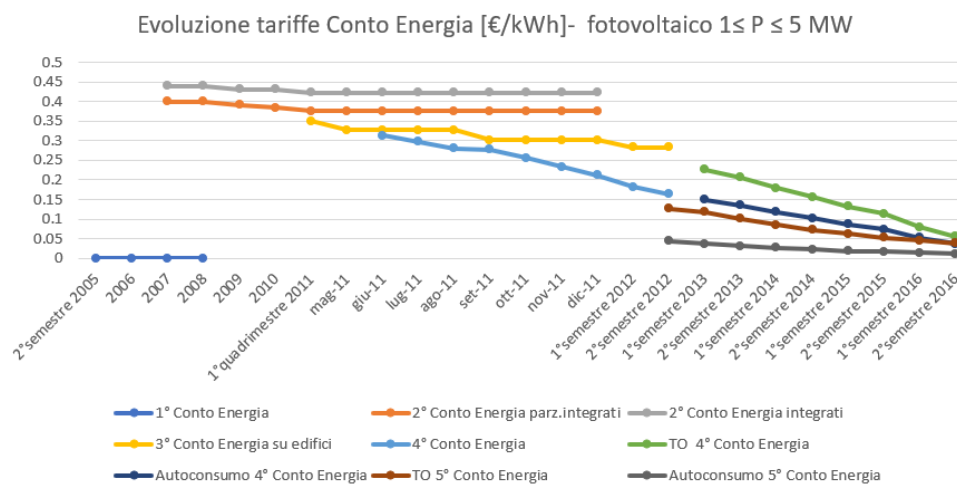


Figura 2.15: Evoluzione tariffe del Conto Energia per impianti di taglia compresa tra 1 e 5 MW.

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

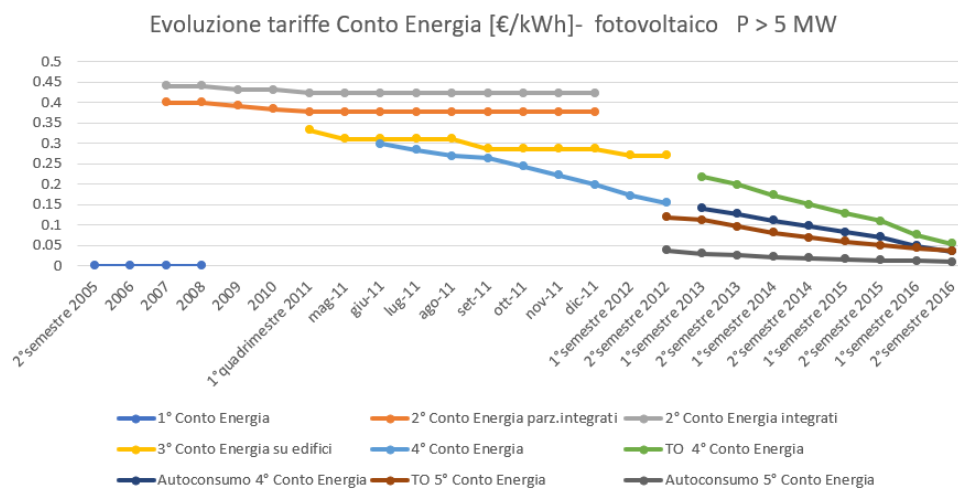


Figura 2.16: Evoluzione tariffe del Conto Energia per impianti di taglia oltre 5 MW.

7.2 Eolico on-shore

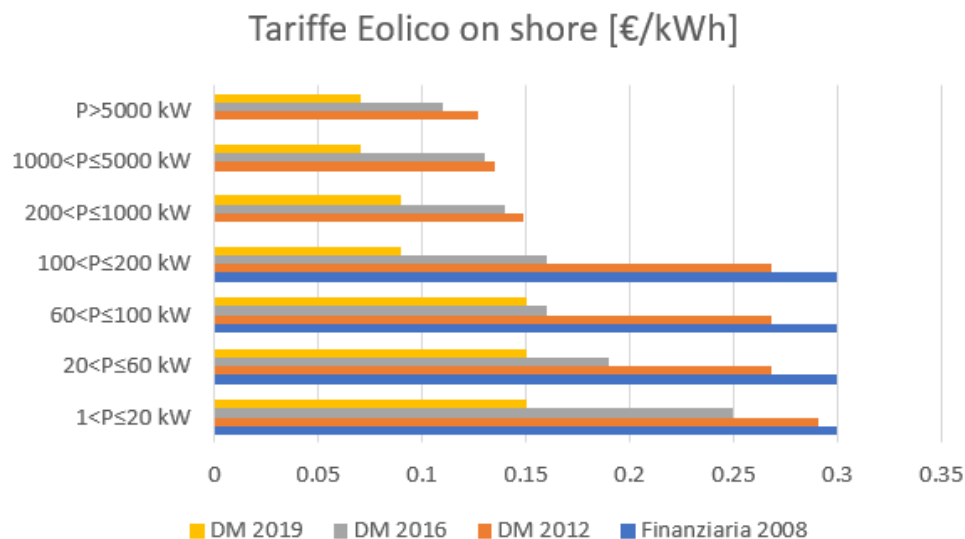


Figura 2.17: Evoluzione tariffe per l'eolico on-shore.

In fig. 2.17 si riportano gli andamenti delle tariffe incentivanti l'eolico on-shore classificate in base alla potenza dell'impianto.

Le relative riduzioni sono sintetizzate in tabella 2.15.

I risultati più significativi sono:

- Prime forti riduzioni dell'incentivazione tra il 29 e il 40% per impianti dai 20 ai 1000 kW nel passaggio dal DM 2012 al DM 2016;
- Riduzione per gli impianti sotto i 20 kW del 40% nel passaggio dal DM 2016 al DM 2019;
- Riduzioni per gli impianti dai 100 kW in poi tra il 36% e il 46% nel passaggio dal DM 2016 al DM 2019.

Eolico off-shore Per quanto riguarda l'eolico off-shore, si segnala solo l'eliminazione al 2016 della tariffa di 176 €/MWh incentivante gli impianti tra 1 e 5000 kW, mentre la tariffa di 165 €/MWh per gli impianti oltre i 5 MW è rimasta invariata.

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

Potenza [kW]	% 2008-2012	% 2012-2016	% 2016-2019
$1 < P \leq 20$	3	14.1	40
$20 < P \leq 60$	10.7	29.1	21.1
$60 < P \leq 100$	10.7	40.3	6.25
$100 < P \leq 200$	10.7	40.3	43.8
$200 < P \leq 1000$		6.04	35.7
$1000 < P \leq 5000$		3.70	46.2
$P > 5000$		13.4	36.4

Tabella 2.15: Riduzioni percentuali delle tariffe incentivanti l'eolico on shore.

7.3 Energia idraulica

In fig. 2.18 e fig. 2.19 sono illustrate rispettivamente le tariffe incentivanti l'energia idraulica da impianti ad acqua fluente e impianti a bacino o serbatoio, classificate in base alla potenza dell'impianto.

Le relative riduzioni sono riportate in tabella 2.16 e 2.17.

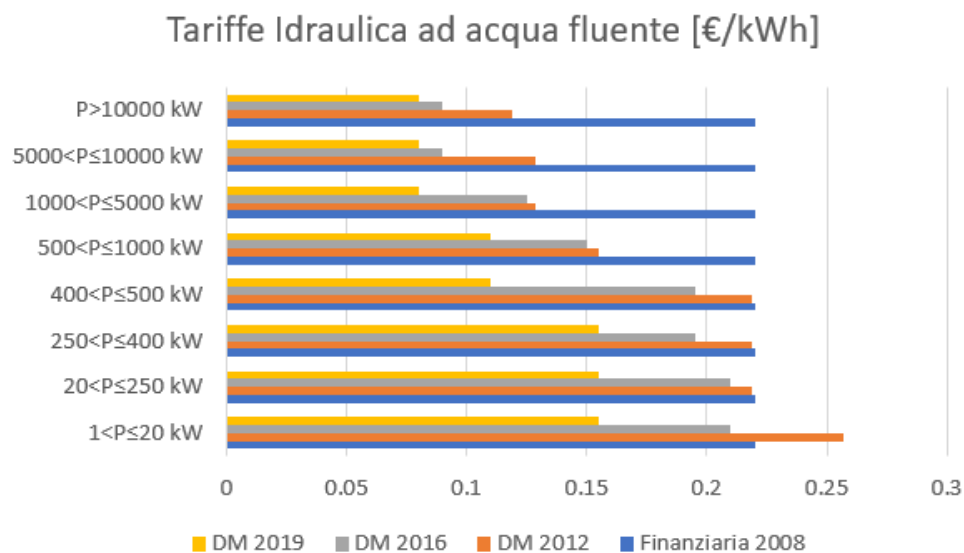


Figura 2.18: Evoluzione tariffe per l'energia idraulica ad acqua fluente.

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

Potenza [kW]	% 2008-2012	% 2012-2016	% 2016-2019
$1 < P \leq 20$	-16.8	18.3	26.2
$20 < P \leq 250$	0.5	4.1	26.2
$250 < P \leq 400$	0.5	11.0	20.5
$400 < P \leq 500$	0.5	11.0	43.6
$500 < P \leq 1000$	29.5	3.2	26.7
$1000 < P \leq 5000$	41.4	3.1	36.0
$5000 < P \leq 10000$	41.4	30.2	11.1
$P > 10000$	45.9	24.4	11.1

Tabella 2.16: Riduzioni percentuali delle tariffe incentivanti gli impianti idraulici ad acqua fluente.

Gli impianti ad acqua fluente più piccoli (fino a 20 kW), hanno subito inizialmente un incremento del valore della tariffa incentivante del 16.8% nel 2012, per poi riabbassarsi abbastanza rapidamente nel 2016 e nel 2019 ad un tasso medio del 22%. D'altra parte le taglie oltre i 500 kW hanno subito una forte decurtazione già nel 2012, fino al 45.9 %. Tra questi, si è deciso nel 2016 un taglio più netto per gli impianti più grandi (oltre i 5 MW), mentre nel 2019 sono stati più penalizzati quelli di taglia intermedia (fino al 43.6% per impianti tra i 400 e i 500 kW). Tirando le somme, dai grafici appare comunque evidente come dal 2008 ad oggi gli impianti con una maggiore riduzione degli incentivi siano quelli di potenza maggiore.

I valori per gli impianti a bacino, dopo le prime nette riduzioni dell'incentivo tra il 54% e il 56 % dal 2008 al 2012 , si sono poi assestati nel 2012, per poi subire ulteriori tagli del 10% e del 20% con l'ultimo decreto.

Potenza [kW]	% 2008-2012	% 2012-2016	% 2016-2019
$1 < P \leq 1000$	54.1	0.0	10.9
$1000 < P \leq 5000$	54.1	0.0	20.8
$5000 < P \leq 10000$	54.1	10.9	11.1
$P > 10000$	56.4	6.3	11.1

Tabella 2.17: Riduzioni percentuali delle tariffe incentivanti gli impianti idraulici a bacino o a serbatoio.

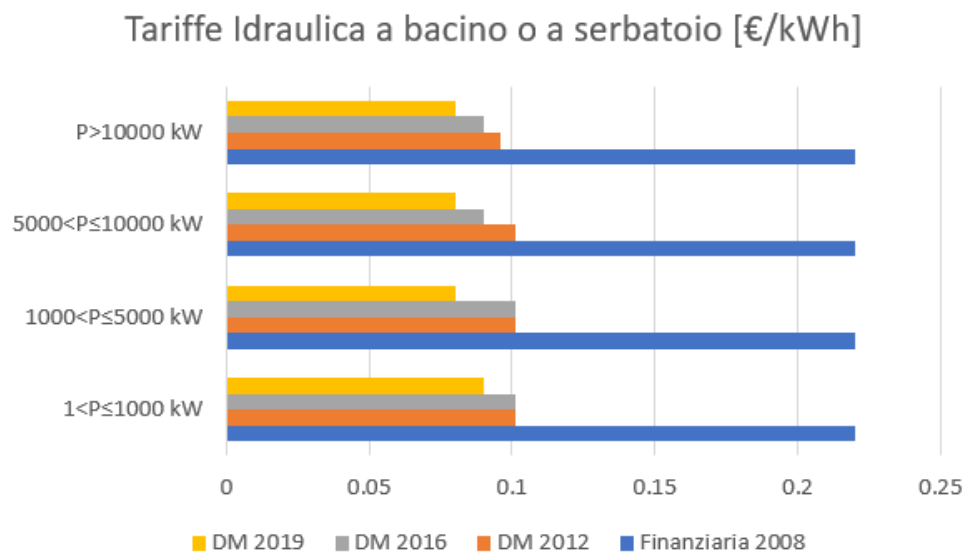


Figura 2.19: Evoluzione tariffe per gli impianti idraulici a bacino o a serbatoio.

7.4 Gas residuati dai processi di depurazione

Infine, in fig. 2.20 è illustrato il cambiamento delle tariffe incentivanti l'energia da gas residuati, anche se questa tipologia di impianti ricopre un ruolo molto minore nella produzione di energia rispetto a quelle prima elencate.

Ad ogni modo, in tabella 2.18 sono riportate le riduzioni percentuali nel corso degli anni.

Potenza [kW]	% 2008-2012	% 2012-2016	% 2016-2019
$1 < P \leq 100$	38.33	0.00	0.90
$100 < P \leq 1000$	38.33	0.00	9.91
$1000 < P \leq 5000$	51.11	0.00	9.09
$P > 5000$	52.78	0.00	0.00

Tabella 2.18: Riduzioni percentuali delle tariffe incentivanti gli impianti idraulici a bacino o a serbatoio.

Similmente agli impianti a bacino, anche qui, dopo una forte decurtazione dal 2008 al 2012 (dal 38.3% al 52.78% per gli impianti di taglia più grande), i valori si sono

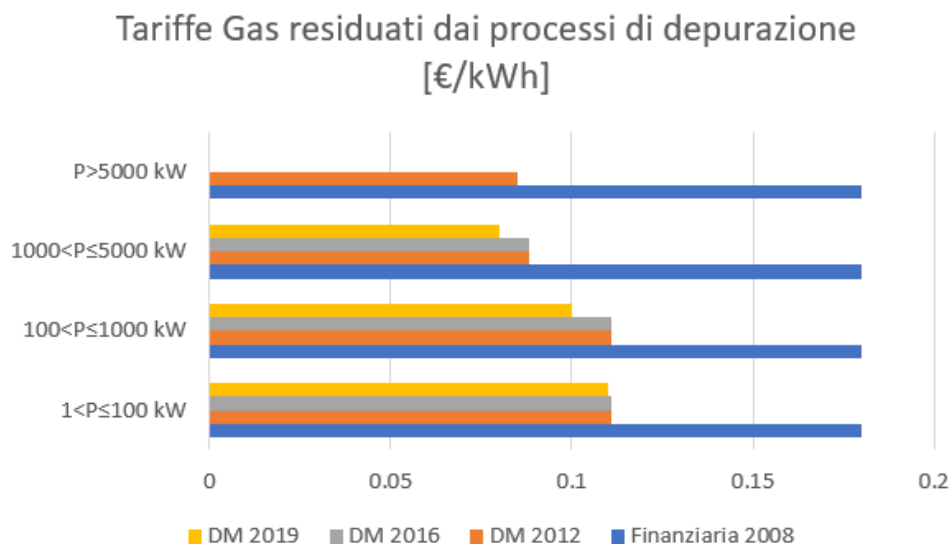


Figura 2.20: Evoluzione tariffe per l'energia da gas residuati dai processi di depurazione.

asestati, senza subire tagli nel 2016 e con un leggero calo nel 2019 per gli impianti di piccola e media potenza. Si noti tuttavia l'assenza di incentivi per impianti oltre i 5 MW a partire dal 2016.

7.5 Geotermia

In fig. 2.21 e tabella 2.19 è riassunta l'evoluzione delle tariffe sulla geotermia.

Potenza [kW]	% 2008-2012	% 2012-2016
$1 < P \leq 1000$	32.50	0.74
$1000 < P \leq 5000$	50.50	1.01
$P > 5000$	57.50	1.18

Tabella 2.19: Riduzioni percentuali delle tariffe incentivanti gli impianti geotermoelettrici.

Dopo le forti riduzioni del 32.5 e 50% nel 2012 la situazione è rimasta pressoché invariata dal 2016.

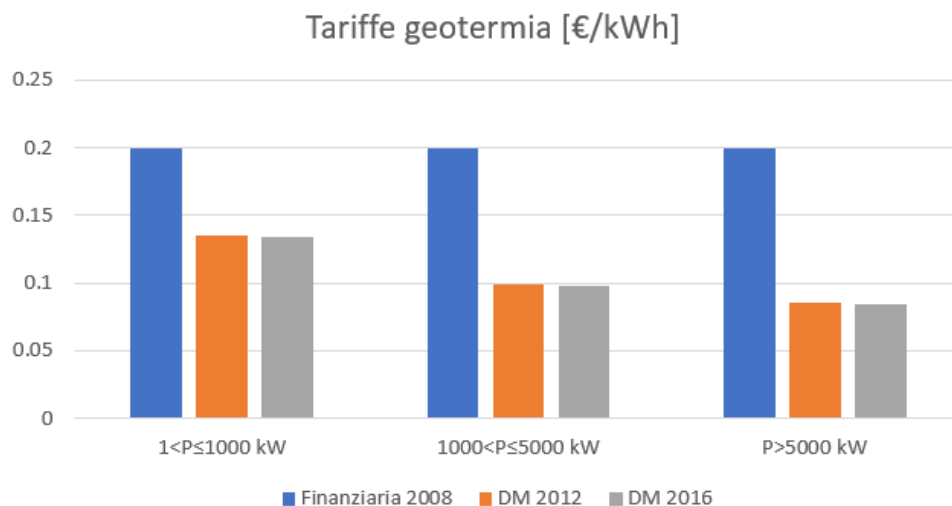


Figura 2.21: Evoluzione tariffe per l'energia da fonti geotermiche.

7.6 Biogas

Le tariffe incentivanti per l'energia da biogas e da biomasse sono suddivise per categoria:

- a): prodotti di origine biologica;
- b): determinati sottoprodotti di origine biologica;
- c): rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2 del decreto 6 luglio 2012;
- d): rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c).

L'evoluzione delle tariffe per ciascuna categoria e per ciascuna taglia è riportata in fig. 2.22, 2.23, 2.24 e nelle tabelle 2.20, 2.21, 2.22.

Le tariffe del 2008 erano particolarmente premianti e accorpavano biogas e biomasse, ma non i biocombustibili, ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili. La filiera corta è stata abrogata nel 2009 dal meccanismo della tariffa onnicomprensiva, mentre rimaneva valida per il calcolo dei coefficienti dei Certificati Verdi.

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

Dai grafici si evidenziano grandi tagli, soprattutto relativamente agli impianti più grandi.

Dal 2016 non rientrano più negli incentivi gli impianti di categoria b) e d) oltre i 5 MW e tutti quelli di categoria c).

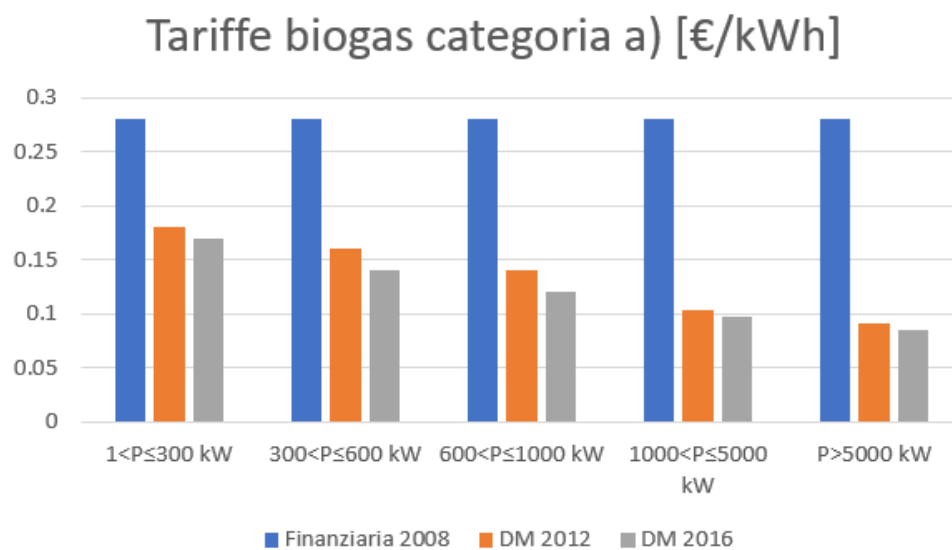


Figura 2.22: Evoluzione tariffe per impianti a biogas da prodotti di origine biologica.

Potenza [kW]	% 2008-2012	% 2012-2016
$1 < P \leq 300$	35.71	5.56
$300 < P \leq 600$	42.86	12.50
$600 < P \leq 1000$	50.00	14.29
$1000 < P \leq 5000$	62.86	6.73
$P > 5000$	67.50	6.59

Tabella 2.20: Riduzioni percentuali delle tariffe incentivanti gli impianti a biogas di categoria a).

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

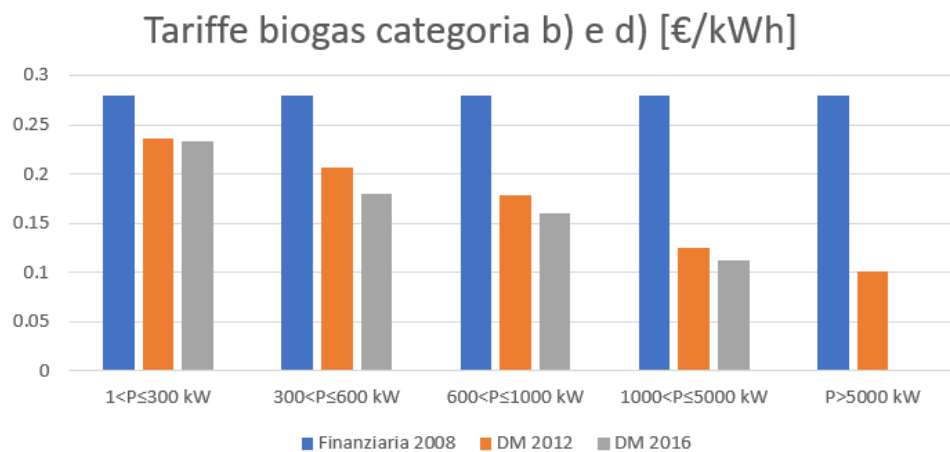


Figura 2.23: Evoluzione tariffe per impianti a biogas da sottoprodotti di origine biologica (categoria b) e rifiuti diversi da quelli di cui alla lettera c (categoria d).

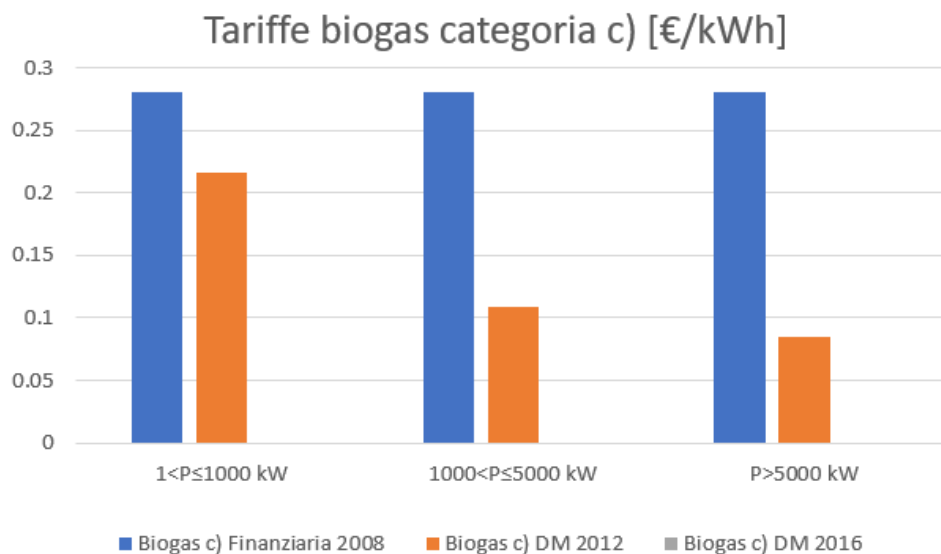


Figura 2.24: Evoluzione tariffe per impianti a biogas da rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2 del DM 6 luglio 2012.

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

Potenza [kW]	% 2008-2012	% 2012-2016
$1 < P \leq 300$	15.71	1.27
$300 < P \leq 600$	26.43	12.62
$600 < P \leq 1000$	36.43	10.11
$1000 < P \leq 5000$	55.36	10.40
$P > 5000$	63.93	100.00

Tabella 2.21: Riduzioni percentuali delle tariffe incentivanti gli impianti a biogas di categoria b) e d).

Potenza [kW]	% 2008-2012	% 2012-2016
$1 < P \leq 1000$	22.86	100
$1000 < P \leq 5000$	61.07	100
$P > 5000$	69.64	100

Tabella 2.22: Riduzioni percentuali delle tariffe incentivanti gli impianti a biogas di categoria c).

7.7 Biomasse

Le categorie di distinzione per gli impianti a biomasse sono le stesse di quelli a biogas.

L'evoluzione delle tariffe per ciascuna categoria e per ciascuna taglia di impianti a biomasse è riportata in fig. 2.25, 2.26, 2.27 e nelle tabelle 2.23, 2.24, 2.25.

Ancora una volta saltano all'occhio le riduzioni maggiori per le taglie più grandi, con la definitiva esclusione nel DM 2016 di quelli di potenza superiore ai 5 MW.

Viceversa per la categoria c) sono stati esclusi gli impianti sotto i 5 MW, mentre la tariffa per le potenze superiori è stata decurtata solo del 4.8%.

Dopo le forti riduzioni del 32.5 e 50% nel 2012 la situazione è rimasta pressoché invariata dal 2016.

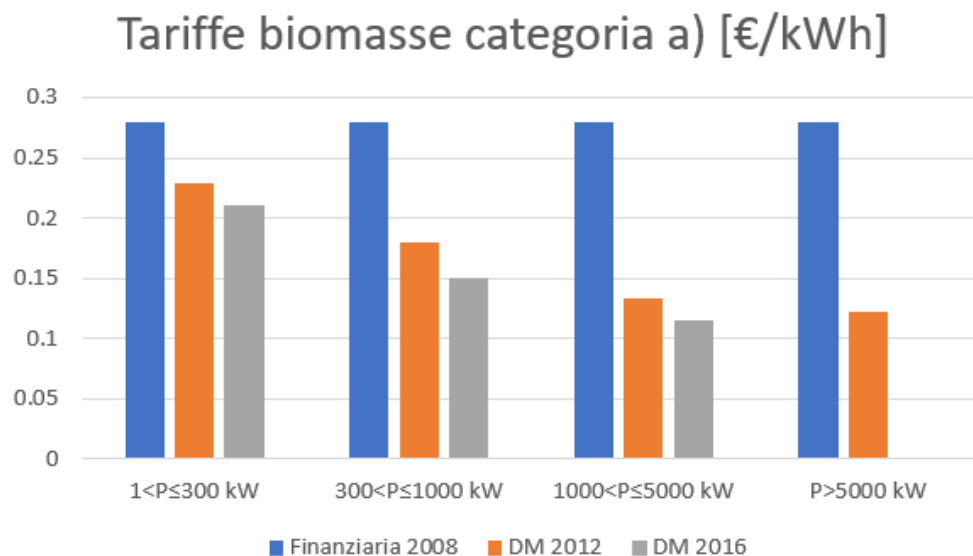


Figura 2.25: Evoluzione tariffe per l'energia da prodotti di origine biologica.

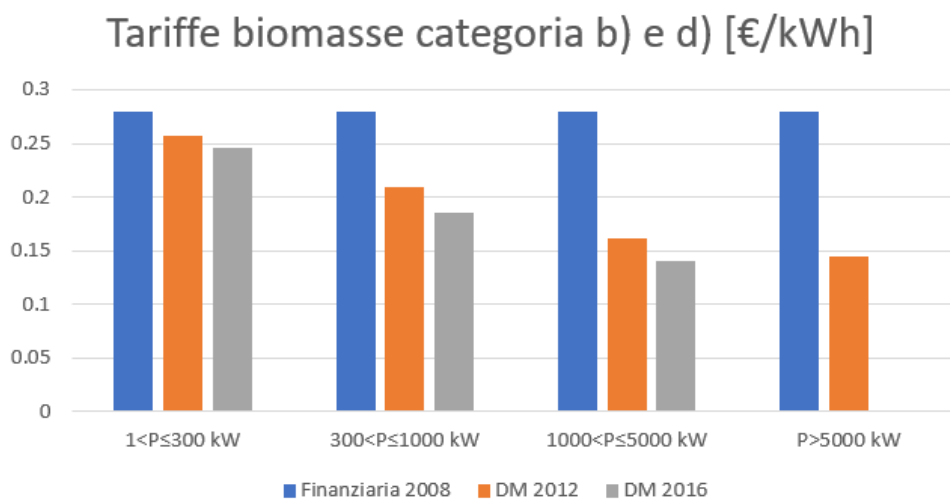


Figura 2.26: Evoluzione tariffe per l'energia da sottoprodotti di origine biologica (categoria b) e rifiuti diversi da quelli di cui alla lettera c (categoria d).

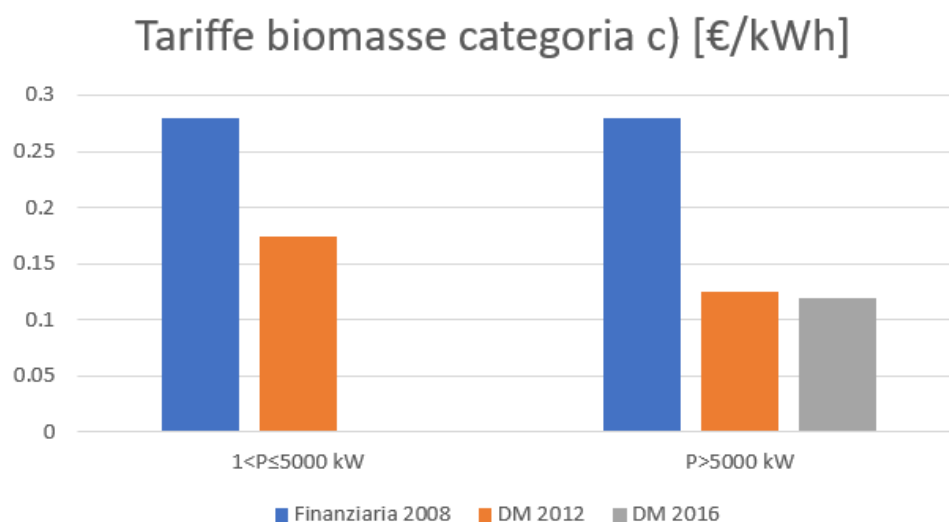


Figura 2.27: Evoluzione tariffe per l'energia da rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2 del DM 6 luglio 2012.

Potenza [kW]	% 2008-2012	% 2012-2016
$1 < P \leq 300$	18.21	8.30
$300 < P \leq 1000$	35.71	16.67
$1000 < P \leq 5000$	52.50	13.53
$P > 5000$	56.43	100.00

Tabella 2.23: Riduzioni percentuali delle tariffe incentivanti gli impianti a biomasse di categoria a).

Potenza [kW]	% 2008-2012	% 2012-2016
$1 < P \leq 300$	8.21	4.28
$300 < P \leq 1000$	25.36	11.48
$1000 < P \leq 5000$	42.50	13.04
$P > 5000$	48.21	100.00

Tabella 2.24: Riduzioni percentuali delle tariffe incentivanti gli impianti a biomasse di categoria b) e d).

7. Sintesi sull'evoluzione delle tariffe incentivanti FER-E

Potenza [kW]	% 2008-2012	% 2012-2016
$1 < P \leq 5000$	37.86	100.00
$P > 5000$	55.36	4.80

Tabella 2.25: Riduzioni percentuali delle tariffe incentivanti gli impianti a biomasse di categoria c).

8 Il ruolo degli enti locali

Il settore energetico italiano dalla fine degli anni novanta ha subito un profondo processo di trasformazione, caratterizzato dal varo dei primi provvedimenti di liberalizzazione del settore elettrico, dal D.Lgs. n.79/1999 all'attuazione del D.Lgs. n.112/1998, che ha investito Regioni ed enti locali di funzioni amministrative particolarmente rilevanti in materia di energia [58].

Nel settore della produzione di energia elettrica, il D.Lgs. n.112/1998 delegava alle Regioni e trasferiva agli enti locali tutte le funzioni amministrative, ad esclusione degli impianti termoelettrici convenzionali di potenza superiore ai 300 MW. L'articolo 31 del D.Lgs. n.112/1998, al comma 2, stabiliva che “sono attribuite alle Province, nell'ambito delle linee di indirizzo e di coordinamento previste dai piani energetici regionali”, sia la “redazione e l'adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili”, che “l'autorizzazione alla installazione ed all'esercizio degli impianti di produzione dell'energia”.

Questo processo di decentramento delle competenze istituzionali nel settore dell'energia ha avuto un definitivo consolidamento il 18 ottobre 2001 con l'entrata in vigore del nuovo articolo 117 della Costituzione, in cui la produzione nazionale di energia è considerata materia di legislazione concorrente.

La nuova norma costituzionale ha superato la previsione del comma 2 dell'articolo 31 del D.Lgs.n.112/1998 e ha reso le Regioni non più vincolate all'individuazione delle Province come ente competente per l'esercizio delle funzioni amministrative inerenti i procedimenti autorizzativi per la realizzazione e l'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In questo contesto costituzionale si è inserito l'articolo 12 del D.Lgs. n.387/2003, che ha introdotto un procedimento unico per il rilascio dell'autorizzazione alla costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili secondo criteri di razionalizzazione e semplificazione. Secondo la formulazione originaria del comma 3 dell'articolo 12, l'autorizzazione poteva essere rilasciata dalla Regione o da altro soggetto istituzionale delegato dalla Regione.

Successivamente, nell'ambito della profonda riscrittura dell'art.12 del D.Lgs. n. 387/ 2003, operata con la L. n. 244 del 24/12/2007, viene modificato il comma 3: il legislatore ha ritenuto di limitare alle sole Province la possibilità di delega della competenza autorizzativa. Sotto questo profilo spicca, tra le Regioni a Statuto ordinario, il caso dell'Umbria che, in attuazione dell'articolo 12 del D.Lgs. n.387/03, tra

8. Il ruolo degli enti locali

il novembre 2004 e il marzo 2007 aveva attribuito le funzioni amministrative ai soli Comuni.

Gli ultimi accadimenti normativi (dalla legge 56/2014 “Delrio” sull’abolizione delle Province al referendum costituzionale del 4 dicembre 2016, unitamente al dibattito sulla richiesta di maggiori competenze da parte di alcune Regioni sul modello di quanto avviene per quelle a statuto speciale) hanno rimesso in discussione le competenze locali in materia di energia, perennemente in bilico tra accentramento statale e maggiore responsabilizzazione degli enti regionali.

In sintesi, i principali compiti affidati alle regioni sono:

- Responsabilità sui regimi autorizzativi: Procedimento Autorizzativo Unico, Procedura Autorizzativa Semplificata e Comunicazione;
- Procedure di valutazione ambientale;
- Individuazione delle zone non idonee all’installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Redazione Piani Energetici Regionali;
- Procedure per le concessioni di derivazione acque superficiali relativamente agli impianti idroelettrici;
- Rilascio della concessione di uso di risorse geotermiche per gli impianti geotermoelettrici.

Alcune funzioni sono delegate anche alle province, come si evince dalla fig. 2.28. Per informazioni più dettagliate si rimanda alla lettura del rapporto sulla regolazione regionale della generazione elettrica da fonti rinnovabili del GSE [58].

8.1 Obiettivi nazionali e regionali al 2020

Il ciclo di politiche UE 2010–2020 per la promozione delle fonti rinnovabili ha introdotto obiettivi vincolanti di penetrazione nei consumi di energia dei Paesi membri (per l’Italia, 17% dei consumi finali lordi soddisfatti mediante le fonti rinnovabili) e l’obbligo di una specifica programmazione rappresentata dai Piani di Azione Nazionali (PAN).

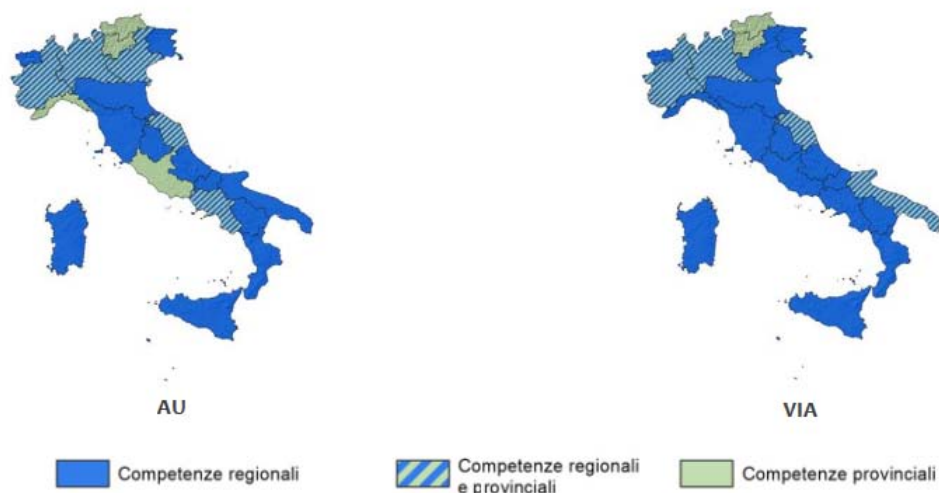


Figura 2.28: Attribuzione delle competenze per autorizzazione e valutazione ambientale per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili (assetto al 31/12/2018) [58].

Il contributo di ciascuna Regione e Provincia autonoma al raggiungimento della quota nazionale del 17% è stato definito dalla normativa italiana con l'introduzione di specifici obiettivi regionali di consumo di fonti rinnovabili, intermedi (2012, 2014, 2016, 2018) e finali (2020), vincolanti a partire dal 2016. In particolare, la ripartizione tra le Regioni e le Province autonome dell'obiettivo nazionale al 2020 è stata formalizzata con il decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo Economico (DM *Burden Sharing*). Gli obiettivi regionali sono stati individuati tenendo conto dei livelli di produzione di energia da fonti rinnovabili e dei potenziali di sviluppo di ciascun territorio. La norma ha inoltre specificatamente previsto il recepimento di questi obiettivi in nuovi atti di programmazione regionale.

Gli obiettivi fissati per le Regioni riguardano solo i consumi elettrici e quelli per riscaldamento-raffreddamento. Quindi sono esclusi i consumi per trasporti, che vengono considerati un obiettivo che dipende quasi esclusivamente da strumenti nella disponibilità dello Stato. Di conseguenza la parte di obiettivo nazionale del 17% ripartita tra le Regioni corrisponde ad un target ridotto al 14.3% (84.1% dello sforzo complessivo).

Nel testo dell'articolo 3 del DM 15 marzo 2012 sono inoltre indicati gli obiettivi

8. Il ruolo degli enti locali

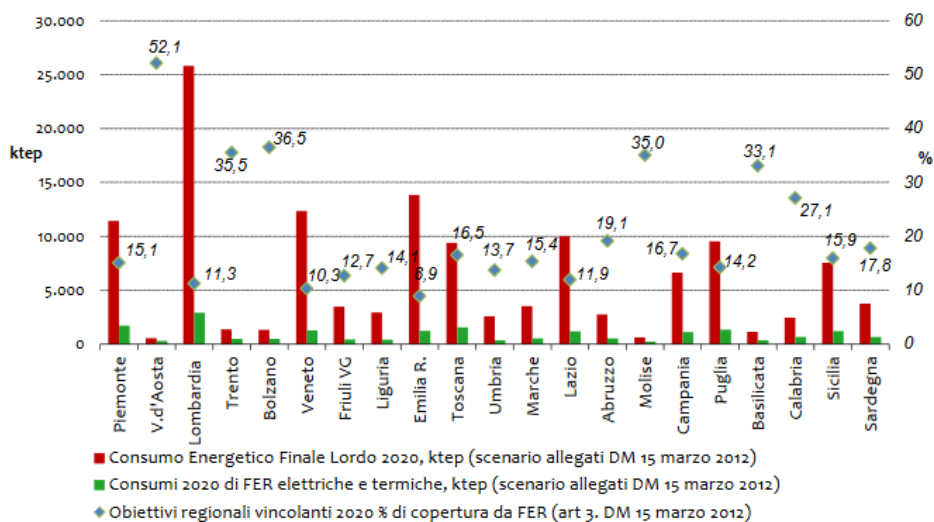


Figura 2.29: Obiettivi regionali 2020 di copertura e consumo energetico finale da fonti rinnovabili (ktep e %). Gli obiettivi percentuali sono quelli vincolanti fissati dal testo dell'articolo 3 del DM 15 marzo 2012, mentre i livelli assoluti di consumo di FER e di consumo finale lordo regionale, contenuti nell'allegato 1 dello stesso DM hanno solo valore indicativo [58].

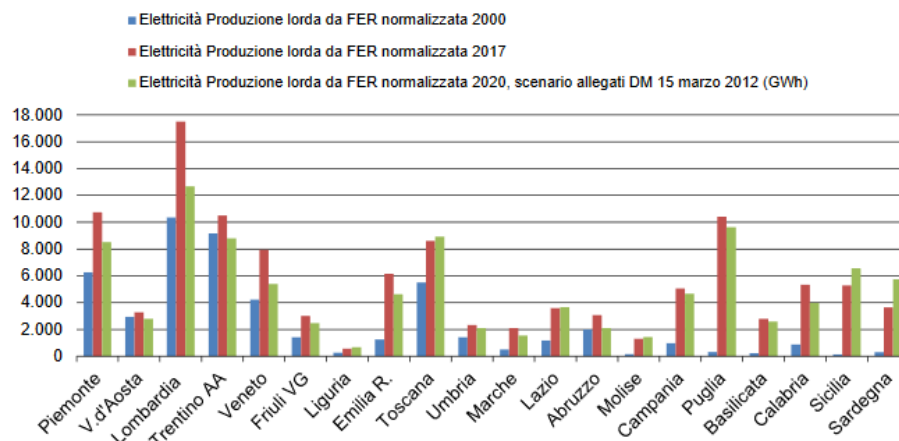
percentuali regionali 2020 per le rinnovabili elettriche e termiche, riportati in fig. 2.29.

Il DM MiSE n.24 dell'11 maggio 2015, in attuazione dell'art.40 del D.Lgs. n.28 del 3 marzo 2011, ha approvato la metodologia da applicare per il monitoraggio del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali, in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili, definiti nella Tabella A di cui all'art.3 comma 2, del decreto *Burden Sharing*.

Questo decreto ha stabilito inoltre i compiti in capo a Regioni/Province autonome, GSE, ENEA e Ministero dello Sviluppo economico, in modo da garantire non soltanto il corretto rilevamento dei dati, ma anche coerenza tra i risultati complessivi ottenuti con la metodologia regionale e quelli derivanti dall'applicazione della metodologia nazionale.

In fig. 2.30 si riportano i dati di produzione elettrica lorda da FER (eolico ed idroelettrico normalizzati) nelle Regioni italiane negli anni 2000 e 2017, affiancati al valore indicato per il 2020 come potenziale tecnico economico negli allegati del DM 15 marzo 2012.

8. Il ruolo degli enti locali



*Il dato della Regione Trentino Alto Adige è fornito in maniera aggregata rispetto a quanto prodotto singolarmente nei territori delle due Province autonome, poiché non è disponibile il dato disaggregato per Provincia del 2000 per entrambe ma solo per la Regione Trentino Alto Adige.

Figura 2.30: Produzione lorda di energia elettrica da rinnovabili (eolico e idroelettrico normalizzati) negli anni 2000*, 2017 e obiettivi regionali 2020 (GWh) [58].

8.2 Piani Energetici Regionali

La seconda fase del *Burden Sharing* regionale prevedeva che le Regioni recepissero gli obiettivi del DM di ripartizione entro tre mesi nei nuovi Piani Energetici Regionali (PER).

La pianificazione energetica si accompagna a quella ambientale per gli effetti diretti ed indiretti che produzione, trasformazione, trasporto e consumi finali delle varie fonti tradizionali di energia producono sull'ambiente. Il legame tra energia e ambiente è indissolubile e le soluzioni possono essere trovate insieme, nell'ambito del principio della sostenibilità del sistema energetico. Ovvero il Piano può essere guidato anche da funzioni "obiettivo" tipicamente ambientali. In tal modo il PER diventa PEAR (Piano Energetico Ambientale Regionale).

La definizione, la stesura e l'attuazione del Piano Energetico Ambientale è di totale dominio dell'Amministrazione regionale. Non sono definibili metodi e contenuti per la realizzazione del PEAR che possano essere ritenuti obbligati, poiché ogni Amministrazione può adottare le soluzioni che più ritiene adatte alle proprie caratteristiche politiche, territoriali, economiche, sociali, energetiche ed ambientali.

8. Il ruolo degli enti locali

Per un efficace decentramento e bilanciamento delle politiche energetiche ed ambientali sul territorio, le Amministrazioni regionali e locali necessitano di una valida azione di supporto: la funzione istituzionale dell'ENEA, da un lato, e lo sviluppo di Agenzie Energetiche Regionali e locali, dall'altro, possono assolvere tale compito.

L'ENEA svolge essenzialmente un ruolo di supporto tecnico-scientifico ed organizzativo del Piano, nella definizione del quadro conoscitivo e nella individuazione degli interventi nei vari settori. Più in generale l'ENEA svolge il ruolo di coordinatore tecnico-scientifico tra il sistema nazionale e le Regioni e tra queste, al fine di dare una continuità territoriale alla programmazione regionale, che permetta confronti tra le Regioni stesse, basati su metodologie e criteri tecnici comuni.

La Regione svolge un ruolo politico che si concretizza nella determinazione delle linee di indirizzo, degli standard e delle normative di attuazione e nella programmazione degli interventi e delle necessarie risorse finanziarie (Piano di indirizzo e Piano finanziario).

8.3 I programmi POR FESR

Il Fondo europeo di sviluppo regionale (FESR) è uno dei fondi strutturali dell'Unione europea. È lo strumento principale della sua politica regionale ed è gestito dal commissario europeo per la politica regionale [59].

Per il periodo 2014-2020 ha ricevuto una dotazione di 185 miliardi di euro.

Nasce con il regolamento 724/75, promosso il 18 marzo 1975 per promuovere la crescita delle zone più arretrate degli allora 9 paesi membri della CEE, individuate nell'Italia meridionale, la maggior parte dell'Irlanda, le regioni occidentali e sudoccidentali della Francia, Olanda Settentrionale, parte della Germania occidentale lungo il confine orientale e gran parte del Regno Unito, in particolare Galles e Scozia. Finanziava fino al 50% del costo dell'intervento. Solo all'Italia andava il 40% dei fondi, seguita ad Regno Unito (28%) e Francia (15%).

Destinatari dei finanziamenti erano le attività industriali ed artigianali a patto che fossero sane e che potessero creare (o mantenere, nei processi di trasformazione) almeno 10 posti di lavoro e la costruzione di infrastrutture.

Nella presente programmazione 2014 - 2020 il FESR è disciplinato dal Regolamento (CE) N.1301/2013.

Quest'ultimo regolamento è stato delineato in un'ottica di concentrazione tematica e di specializzazione, al fine di contribuire al perseguimento della Strategia Europa

8. Il ruolo degli enti locali

2020. Le aree su cui agisce sono:

- innovazione e ricerca;
- agenda digitale;
- sostegno alle piccole e medie imprese (PMI);
- economia a basse emissioni di carbonio.

Le risorse FESR stanziati a favore di tali priorità dipendono dalla categoria di regione:

- nelle regioni più sviluppate almeno l'80% dei fondi deve concentrarsi su almeno due priorità;
- nelle regioni in transizione la concentrazione concerne il 60% dei fondi;
- nelle regioni in ritardo di sviluppo la concentrazione concerne il 50% dei fondi.

Alcune risorse FESR, inoltre, devono essere specificamente destinate a progetti attinenti all'economia a basse emissioni di carbonio:

- regioni più sviluppate: 20%;
- regioni in transizione: 15%;
- regioni in ritardo di sviluppo: 12%.

Programmazione territoriale La programmazione nei singoli stati membri è definita negli accordi di partenariato tra la Commissione europea e i governi nazionali, ed è attuata tramite programmi operativi nazionali (PON) o regionali (POR), di cui è autorità di gestione (ossia l'organismo responsabile della gestione del programma operativo conformemente al principio della sana gestione finanziaria) rispettivamente un'amministrazione centrale di settore o un'amministrazione regionale / Provincia Autonoma [60].

In Italia i PON sono gestiti da alcuni Ministeri e Agenzie (Agenzia per la Coesione Territoriale e Agenzia Nazionale Politiche Attive Lavoro - ANPAL), mentre il coordinamento delle politiche è competenza del Dipartimento per le politiche di coesione e dell'Agenzia per la coesione territoriale.

Il ciclo di programmazione 2014-2020 prevede in Italia la realizzazione di 75 programmi operativi (PO): il Fondo europeo di sviluppo regionale (FESR) e il Fondo sociale europeo (FSE) cofinanziano 39 programmi operativi regionali (POR) e 12 programmi operativi nazionali (PON), il Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale (FEASR) cofinanzia 21 piani di sviluppo rurale (PSR) e 2 programmi operativi nazionali (PON), il Fondo europeo per gli affari marittimi e la pesca (FEAMP) cofinanzia un programma operativo nazionale (PON).

I POR si sviluppano generalmente in diversi assi, ciascuno relativo ad un determinato ambito disciplinare. Per ciascuno di questi assi sono previsti diversi obiettivi specifici ed azioni, con una dotazione finanziaria data dalla somma del contributo di sostegno dell'Unione Europea e di una contropartita nazionale.

Le modalità di partecipazione al programma si basano sull'emanazione di bandi. Le opportunità di finanziamento possono essere offerte sia dalle regioni, in qualità di amministratori titolari del POR, che dagli Organismi Intermedi e soggetti in house.

9 Sintesi e considerazioni

Dopo l'esperienza del CIP6, non particolarmente favorevole per lo sviluppo delle rinnovabili quanto piuttosto oggetto di numerose controversie legate alle fonti "assimilate" e alla combustione dei rifiuti, il sistema di incentivazione italiano ha subito numerose e profonde modifiche nel corso degli anni.

Il primo vero passo è stato l'istituzione del mercato dei Certificati Verdi, inizialmente tecnologicamente neutrale e quindi piuttosto favorevole per gli investimenti in eolico, geotermico e mini-idroelettrico. Tale meccanismo fu gradualmente modificato in seguito a un crollo del valore di mercato, in termini di durata e con l'introduzione di una tariffa onnicomprensiva come alternativa nel 2008, per poi essere definitivamente soppresso nel 2011. Dal 2016 gli impianti aventi già diritto ai CV hanno inoltre subito una modifica nel meccanismo con l'introduzione di una vera e propria tariffa incentivante.

Dopo la Finanziaria 2008, le nuove tariffe incentivanti sono state definite dai DM 06/07/12 e 23/06/16, sino a giungere al più recente DM 04/07/19.

Confrontando le tariffe, ne è emersa una prima forte riduzione dal 2008 al 2012 per tutte le tipologie d'impianto, spesso anche superiori al 50%.

Nel 2016 i tagli sono stati più moderati, fatta eccezione per l'eolico di media taglia

9. Sintesi e considerazioni

(fino a 200 kW) e altre forti riduzioni per l'idroelettrico ad acqua fluente di grossa taglia. Significativa anche l'esclusione degli impianti a biogas e biomasse di taglia maggiore, eccezion fatta per gli impianti a biomasse da rifiuti, per cui sono stati invece esclusi gli impianti sotto i 5 MW.

Infine nel 2019 ci sono state riduzioni di tariffa tra il 10 e il 40% per la maggior parte delle tipologie impiantistiche e per tutte le taglie.

Tali tagli erano prevedibili visto soprattutto il grande sviluppo dell'eolico negli ultimi dieci anni, discusso nel capitolo successivo.

Il fotovoltaico è invece sempre stato supportato da meccanismi differenti, in particolare dalle cinque versioni del Conto Energia, mentre dal 2013 è stata introdotta la possibilità di usufruire delle detrazioni fiscali al 50% per l'uso domestico o del super ammortamento al 130% per le aziende. Il maggiore impulso alla diffusione del fotovoltaico in Italia è stato dato dal Secondo Conto Energia e dal Decreto Salva Alcoa tra il 2010 e il 2011. Con il nuovo decreto FER 1 2019 è stata prevista una tariffa incentivante anche per il fotovoltaico oltre i 20 kW.

Per il settore termico invece i meccanismi di incentivazione oggi previsti, dopo l'esperienza del Primo Conto Termico, sono le detrazioni fiscali dell'Ecobonus o il Conto Termico 2.0.

Con il Decreto Rilancio del 19 maggio 2020 sono state introdotte nuove detrazioni al 110% che coinvolgono interventi di efficientamento energetico (settore termico) e gli impianti fotovoltaici, con alcune importanti condizioni. Tra queste le più importanti sono sicuramente l'obbligo di avanzamento di due classi energetiche e il vincolo massimo di incentivazione di 2400 euro per kW fotovoltaico installato, nonché la mancata possibilità di usufruire dello scambio sul posto.

Essendo i tempi di ritorno degli investimenti sul fotovoltaico plausibilmente uno dei freni più importanti all'ulteriore diffusione di tale tecnologia, nonostante i vincoli introdotti dal nuovo decreto è dunque auspicabile una discreta spinta agli impianti fotovoltaici e all'efficientamento energetico.

In ultima analisi, si è chiarito quale sia il ruolo degli enti locali, i quali hanno principalmente responsabilità sui regimi autorizzativi e sulle procedure di valutazione ambientale. Sono tuttavia previste le redazioni di Piani Energetici Regionali al fine di conseguire determinati obiettivi definiti dalla normativa italiana e vincolanti a partire dal 2016.

Per la realizzazione di tali obiettivi, uno strumento fondamentale sono i programmi POR FESR, ovvero programmi operativi regionali volti all'utilizzo dei fondi europei

9. Sintesi e considerazioni

di sviluppo regionale da impiegare in diversi settori, tra cui quello energetico, e ai quali è possibile accedere tramite partecipazione a dei bandi. Tali fondi costituiscono oggi la base per lo sviluppo di un sistema di incentivazione eventualmente cumulativo con quello statale per il migliore sfruttamento delle disponibilità di risorse locali.

Capitolo 3

Lo sviluppo delle FER in Italia

I principali obiettivi di questo capitolo sono una sintesi sullo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia negli ultimi anni e la valutazione dell'impatto del sistema di incentivazione, discusso nel dettaglio nel capitolo precedente, su di esso.

Nella prima parte si aggregano i dati forniti dai bollettini annuali del GSE sulle rinnovabili per calcolare i tassi di crescita in termini di numerosità e potenza installata di ciascuna tipologia di impianto.

Nella seconda parte si mostra invece l'evoluzione dei costi per ciascuna fonte e si traggono infine delle considerazioni sugli impatti di questi ultimi e del sistema incentivante nella diffusione delle rinnovabili in Italia.

Va infatti ricordato che l'insieme del valore degli incentivi è pagato dagli utenti finali di energia elettrica e gas con le componenti tariffarie delle bollette elettriche che vanno sotto il nome di Oneri di Sistema. Essendo quindi gli incentivi dei costi sostenuti dalla società per lo sviluppo di tecnologie più compatibili con l'ambiente, è importante quantomeno trarre delle considerazioni sull'efficacia e l'efficienza (intesa come minore spesa possibile) del sistema di promozione delle fonti rinnovabili, tenendo comunque conto degli effetti dell'evoluzione tecnologica e dell'abbassamento dei costi di investimento.

1 Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

La Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, recepita in Italia con il D.lgs. 28/2011, assegnava all'Italia due obiettivi nazionali vincolanti in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (FER):

- Raggiungere, entro il 2020, una quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili almeno pari al 17% (obiettivo complessivo);
- Raggiungere, entro il 2020, una quota dei consumi finali lordi di energia nel settore dei trasporti coperta da fonti rinnovabili almeno pari al 10

Una possibile traiettoria annuale del percorso di raggiungimento dei due obiettivi tra gli anni 2010 e 2020 è stata individuata nel Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN), trasmesso alla Commissione europea nel 2010. Lo stesso PAN introduceva due ulteriori obiettivi nazionali per il 2020, non vincolanti, consistenti nel raggiungimento di una quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili pari al 26.4% nel settore elettrico e al 17,1% nel settore termico.

Nel 2015 in Italia la quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili risultava già pari al 17.5%, un valore superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020.

Anche gli indicatori relativi al settore Elettrico e al settore Termico mostrano valori superiori alle previsioni: in entrambi i casi, infatti, nel 2015 la quota dei consumi complessivi coperti da FER risultava superiore a quelle previste sia per lo stesso 2015 sia per il 2020.

Il trend si è confermato positivo anche negli anni successivi, mentre per quanto riguarda il settore dei trasporti gli ultimi dati disponibili, aggiornati al 2018, hanno mostrato una quota di consumi complessivi da FER pari al 7.7%, di circa un punto inferiore all'obiettivo previsto dal PAN (8.7%).

Per valutare la crescita effettiva delle rinnovabili in Italia è utile fare riferimento ai bollettini redatti annualmente dal GSE sulla produzione elettrica da FER. Nelle sezioni successive si riporta dapprima l'evoluzione cronologica del numero di impianti e della potenza incentivata, per poi procedere ad un'analisi più approfondita per fonte.

1.1 Dati al 31/12/12

I dati di fig. 3.1 e fig. 3.2 sono relativi alla qualifica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR) ai sensi del DM 18/12/2008, prerequisite necessario per l'ottenimento dei certificati verdi in funzione dell'energia elettrica netta prodotta, o per l'accesso alla tariffa incentivante onnicomprensiva in funzione dell'energia elettrica netta prodotta e immessa in rete.

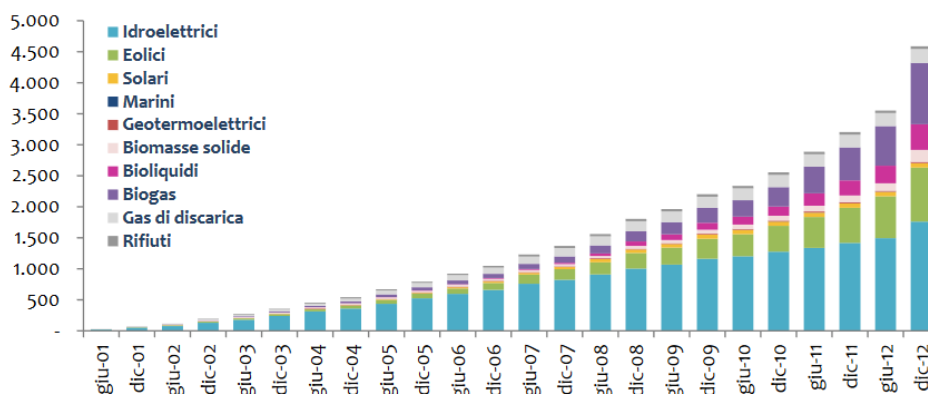


Figura 3.1: Andamento per semestre del numero degli impianti qualificati ed entrati in esercizio. Suddivisione per tipologia di impianto. [61]

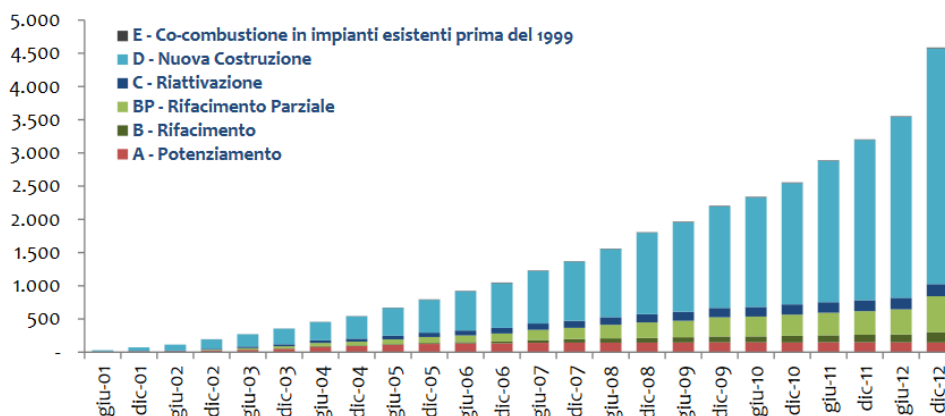


Figura 3.2: Andamento per semestre del numero degli impianti qualificati ed entrati in esercizio. Suddivisione per categoria di intervento. [61]

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

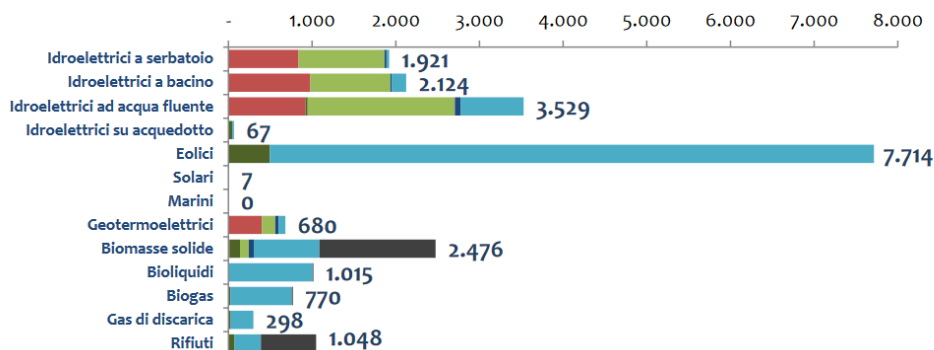


Figura 3.3: Potenza complessiva degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2012, suddivisi per tipologia di impianto e per categoria di intervento [MW]. [61]

In particolare, come si deduce anche dai grafici di fig. 3.1 e fig. 3.3, gli impianti che più hanno beneficiato degli incentivi sono stati gli eolici, ricoprenti il 36% della potenza complessiva allora installata, e gli idroelettrici ad acqua fluente, cresciuti maggiormente in numero (33%) sul totale degli impianti incentivati dal DM, e con una quota di potenza del 16% sul totale. Significativa anche la crescita del numero di impianti a biogas (22%), sebbene la quota di potenza da essi derivante fosse solo del 4%.

Al 31 dicembre 2012 risultavano 5322 impianti di produzione di energia elettrica in esercizio qualificati IAFR. A questi si aggiungevano 103 impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, qualificati per il riconoscimento dei CV all'energia prodotta corrispondente all'energia termica utilizzata per il teleriscaldamento.

1.2 Dati al 31/12/16

Successivamente, con l'incentivazione del DM 06/07/12 si sono ottenuti i risultati di fig. 3.4 e fig. 3.5.

Nel 2016 l'energia incentivata ai sensi del DM 6/7/2012 è risultata pari a 3255 GWh, per un corrispettivo economico erogato dal GSE di circa 352.7 milioni di euro. Si noti che una frazione molto piccola dell'energia e dei corrispettivi 2016 è ascrivibile ai primi impianti incentivati ai sensi del D.M. 23 giugno 2016.

In questo caso i risultati più significativi dal gennaio 2013 al novembre 2016 sono stati (ricostruiti dai grafici dei rapporti e classificati per categoria di accesso agli

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

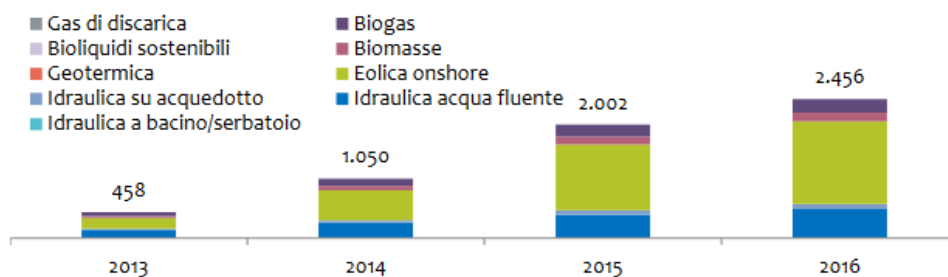


Figura 3.4: Evoluzione del numero di impianti incentivati ai sensi del DM 6/7/2012 alla fine del 2016. Suddivisione per tipologia di impianto. [62]

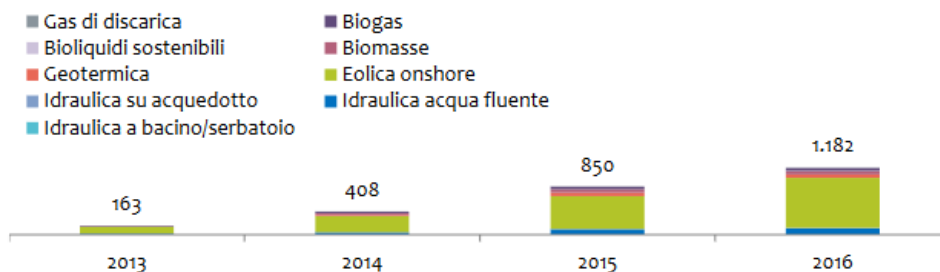


Figura 3.5: Evoluzione della potenza incentivata ai sensi del DM 6/7/2012 [MW]. Suddivisione per tipologia di impianto. [62]

incentivi):

- *Accesso diretto:*
 1. Circa 1400 impianti eolici per un totale di 66 MW;
 2. Circa 400 impianti ad energia idraulica per 22 MW;
 3. Impianti a biomasse e biogas per circa 30 MW.
- *Procedure d'asta:*
 1. 36 impianti eolici per oltre 800 MW;
 2. Meno di 100 MW tra impianti geotermici e a biomassa.
- *Registri:*
 1. 250 impianti ad energia idraulica per oltre 100 MW;

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

2. 200 impianti eolici per circa 75 MW;
 3. 140 impianti a biogas per 50 MW.
- *Registri per rifacimenti*: circa 60 impianti ad energia idraulica per 100 MW.

1.3 Dati al 30/06/19

Al primo semestre del 2019 invece, 2437 impianti, per una potenza complessiva di 919 MW, hanno beneficiato degli incentivi previsti dal DM 23/06/2016, decreto applicato agli impianti entranti in esercizio dal 1 gennaio 2013. L'evoluzione del numero e della potenza degli impianti incentivati è rappresentata in fig. 3.6 e fig. 3.7.

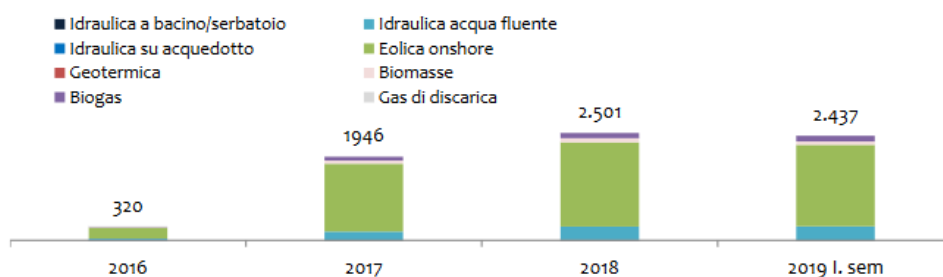


Figura 3.6: Evoluzione del numero di impianti incentivati ai sensi del DM 23/06/2016. Suddivisione per tipologia di impianto. [63]

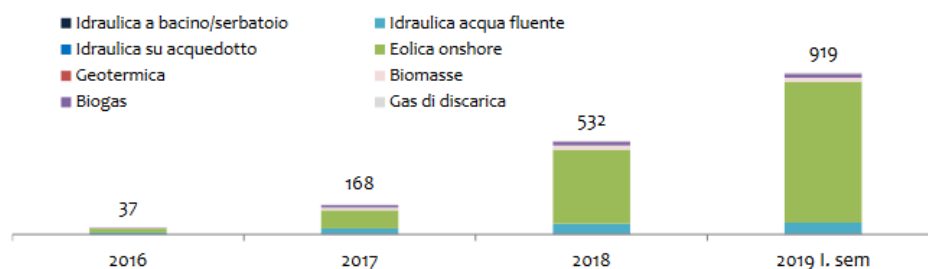


Figura 3.7: Evoluzione della potenza incentivata ai sensi del DM 23/06/2016 [MW]. Suddivisione per tipologia di impianto. [63]

Informazioni più dettagliate sul numero di impianti incentivati da ciascun decreto in data 30 giugno 2019 (ultimo rapporto del GSE) sono riportate nelle tabelle di fig. 3.8, fig. 3.9, fig. 3.10 e fig. 3.11.

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

Si sottolinea come dal 2016, come previsto dal D.M.6 luglio 2012, il meccanismo dei Certificati Verdi sia stato sostituito da una nuova forma di incentivo. I soggetti che avevano già maturato il diritto ai CV (titolari di impianti qualificati IAFR) conservavano il beneficio per il restante periodo agevolato, ma in una forma diversa, ovvero la corresponsione sulla produzione netta di energia di una tariffa da parte del GSE aggiuntiva ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia (tramite RID o tramite ricorso al Mercato Libero da parte dell'operatore). Il nuovo incentivo è calcolato come:

$$I = k \cdot (180 - Re) \cdot 0.78 \quad (3.1)$$

L'incentivo è dunque commisurato al prodotto tra il coefficiente (k), che assume differenti valori a seconda del tipo di fonte rinnovabile utilizzata, e la differenza tra il valore di riferimento di un CV (180 euro per MWh) ed il prezzo di cessione dell'energia (Re) definito dall'Autorità annualmente sulla base delle condizioni economiche registrate sul mercato nell'anno precedente; il tutto moltiplicato per 0.78.

Tipologia	2016	2017	2018	2019 I.sem
Idrraulica a bacino/serbatoio	1	6	11	10
Idrraulica acqua fluente	41	196	308	316
Idrraulica su acquedotto				
Eolica onshore	253	1.575	1.960	1.891
Geotermica				
Biomasse	14	80	95	86
Bioliquidi sostenibili				
Biogas	11	88	125	131
Gas di discarica		1	2	3
Totale complessivo	320	1.946	2.501	2.437

Figura 3.8: Numero di impianti incentivati ai sensi del DM 23/06/2016 al 30 giugno 2019. Suddivisione per tipologia di impianto. [63]

Analogamente ulteriori dati sulle potenze sono raccolti in fig. 3.12, fig. 3.13, fig. 3.14 e fig. 3.15.

Per quanto riguarda invece l'energia incentivata, si sono avuti:

- 815 GWh nel 2018 e 948 GWh nel primo semestre 2019 da impianti incentivati dal DM 23/6/2016;
- 4979 GWh nel 2018 e 2777 GWh nel primo semestre 2019 da impianti incentivati dal DM 06/07/2012;

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

Tipologia	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 I sem.
Idraulica a bacino/serbatoio		5	10	17	17	17	15
Idraulica acqua fluente	90	207	387	541	587	603	597
Idraulica su acquedotto	10	29	69	84	85	86	86
Eolica onshore	127	445	1.043	1.444	1.440	1.387	1.308
Geotermica		1	3	3	3	2	2
Biomasse	15	55	110	148	145	123	104
Bioliquidi sostenibili	1	1	1				
Biogas	33	97	192	251	262	263	261
Gas di discarica		1	1	1	1	1	1
Totale complessivo	276	841	1.816	2.489	2.540	2.482	2.374

Figura 3.9: Numero di impianti incentivati ai sensi del DM 06/07/2012 al 30 giugno 2019. Suddivisione per tipologia di impianto. [63]

Impianti	2016	2017	2018	2019 I sem.
Idroelettrici a bacino/serbatoio	66	59	50	43
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	702	638	541	436
Eolici	552	541	524	499
Solari	17	15	15	10
Geotermoelettrici	17	17	14	13
Biomasse solide	67	64	64	59
Bioliquidi	59	59	59	59
Biogas	85	83	80	75
Gas di discarica	72	64	54	40
CHP-TLR	49	26	12	8
Totale complessivo	1.686	1.566	1.413	1.242

Figura 3.10: Evoluzione del numero degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV. Suddivisione per tipologia di impianto. [63]

- 27397 GWh nel 2018 e 13795 GWh nel primo semestre 2019 da impianti che beneficiano della tariffa ex-CV;
- 8763 GWh nel 2018 e 4380 GWh nel primo semestre 2019 da impianti in regime di TO.

La crescita storica degli impianti ammessi agli incentivi ai sensi del DM 23/6/2016 nel bollettino del GSE mette inoltre in evidenza che dal 2016 al 2019:

- Ci sono stati significativi incrementi per quanto riguarda gli impianti eolici ammessi con accesso diretto (oltre 2200 per una potenza complessiva di 120 MW), e dei leggeri aumenti di numerosità degli impianti a biomasse, biogas e idroelettrici;

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 I sem
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	4	5	6	11	12	12	12	12	12	12	12
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	93	224	352	508	726	824	834	835	835	834	834	831
Eolici	3	40	107	206	318	365	364	366	368	360	367	359
Biomasse solide	5	13	33	55	105	129	129	127	128	125	123	121
Bioliquidi	8	35	77	160	275	319	343	350	352	349	352	346
Biogas	31	96	217	428	863	1.082	1.091	1.095	1.092	1.095	1.091	1.092
Gas di discarica	11	23	41	49	68	79	82	82	81	79	81	77
Totale complessivo	151	435	832	1.412	2.366	2.810	2.855	2.867	2.868	2.854	2.860	2.838

Figura 3.11: Evoluzione del numero degli impianti in regime di TO. Suddivisione per tipologia di impianto. [63]

Tipologia	2016	2017	2018	2019 I.sem
Idraulica a bacino/serbatoio	0	3	4	4
Idraulica acqua fluente	9	32	57	63
Idraulica su acquedotto				
Eolica onshore	24	103	420	800
Geotermica				
Biomasse	1	14	23	22
Bioliquidi sostenibili				
Biogas	3	15	21	22
Gas di discarica		1	6	7
Totale complessivo	37	168	532	919

Figura 3.12: Potenza incentivata [MW] ai sensi del DM 23/06/2016 al 30 giugno 2019. Suddivisione per tipologia di impianto. [63]

- Con le procedure d'asta sono entrati in esercizio nuovi impianti eolici per oltre 500 MW;
- Relativamente ai registri, gli aumenti più importanti sono stati, in ordine di rilevanza, per gli impianti eolici (42 MW), idroelettrici (35 MW), a biogas (20 MW) e a biomasse (12 MW);
- Nei registri per interventi di rifacimento risaltano invece circa 17 MW da energia idraulica, 16 MW da geotermia nel solo bimestre marzo-maggio del 2019, e 6 MW di eolico.

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

Tipologia	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 I sem.
Idraulica a bacino/serbatoio		0	6	11	11	12	12
Idraulica acqua fluente	13	35	106	171	193	195	191
Idraulica su acquedotto	0	2	4	5	6	7	7
Eolica onshore	114	269	560	919	1.083	1.268	1.260
Geotermica		20	77	77	77	59	59
Biomasse	1	27	52	75	101	98	61
Bioliquidi sostenibili	1	1	1				
Biogas	6	23	43	58	64	65	64
Gas di discarica		0	0	0	0	0	0
Totale complessivo	136	378	849	1.316	1.534	1.704	1.655

Figura 3.13: Potenza incentivata [MW] ai sensi del DM 06/07/2012 al 30 giugno 2019. Suddivisione per tipologia di impianto. [63]

Impianti	2016	2017	2018	2019 I sem.
Idroelettrici a bacino/serbatoio	3.133	2.454	2.315	1.902
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	2.566	2.218	1.976	1.570
Eolici	7.918	7.697	7.392	7.026
Solari	2	1	1	1
Geotermoelettrici	536	536	441	381
Biomasse solide	2.463	1.820	1.820	1.453
Bioliquidi	740	740	740	740
Biogas	84	80	80	77
Gas di discarica	145	127	107	90
CHP-TLR	1.124	263	51	13
Totale complessivo	18.710	15.936	14.922	13.253

Figura 3.14: Potenza incentivata [MW] degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex-CV. Suddivisione per tipologia di impianto. [63]

Per quanto riguarda il costo medio indicativo degli incentivi, il documento relativo agli scenari del contatore FER redatto dal GSE prevede una riduzione dagli attuali 5 miliardi a meno di 4 miliardi nei prossimi tre anni, a causa principalmente degli impianti in scadenza. La riduzione della potenza incentivata fino al 2030 è rappresentata in fig. 3.16.

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 I sem
Idroelettrici a bacino/serbatoio	-	2	4	4	7	7	7	7	7	7	7	7
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	42	106	165	249	378	459	463	466	466	466	466	465
Eolici	0	2	4	9	18	21	21	22	22	22	22	22
Biomasse solide	3	8	19	30	59	80	80	78	78	77	76	76
Bioliquidi	5	21	43	88	164	188	203	208	208	208	209	207
Biogas	18	58	156	304	634	801	808	813	811	815	812	813
Gas di discarica	7	15	28	36	51	59	61	61	60	59	60	58
Totale complessivo	75	212	419	722	1.311	1.615	1.644	1.655	1.653	1.654	1.652	1.647

Figura 3.15: Potenza incentivata [MW] degli impianti in regime di TO. Suddivisione per tipologia di impianto. [63]

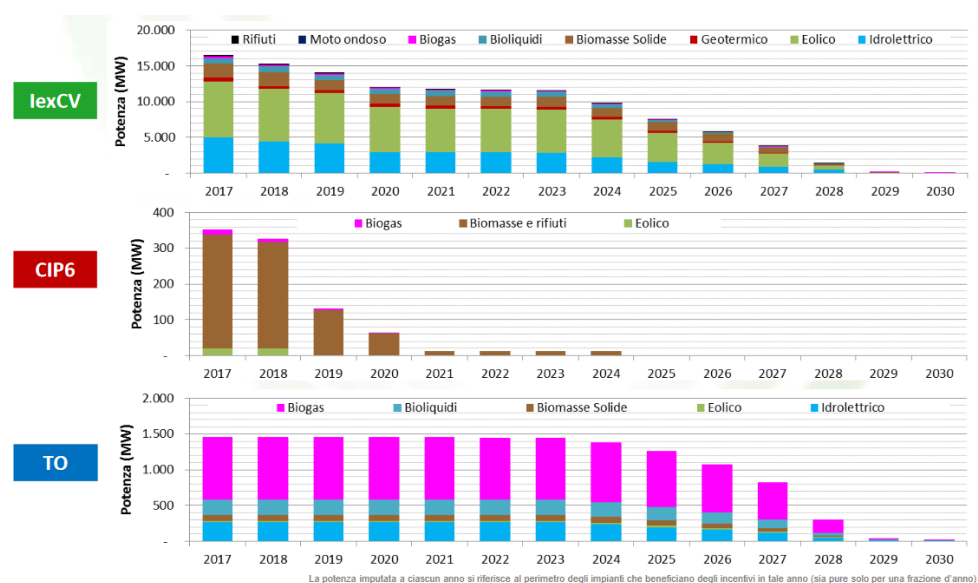


Figura 3.16: Riduzione progressiva della potenza incentivata. [64]

1.4 Energia eolica

Da quanto appena evidenziato, la fonte non solare che più è cresciuta in termini di potenza installata è stata quella eolica, seguita dagli impianti idroelettrici di piccola e media taglia.

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

In particolare, la potenza eolica installata ad oggi supera i 10000 MW. Stando ad un rapporto specifico sull'eolico del GSE del 2017 [65], la crescita del numero di impianti di piccola taglia (1-20 kW) è stata significativa, sebbene il 94% della potenza derivi comunque da impianti grandi (più di 5 MW), come evidenziato in fig. 3.17.

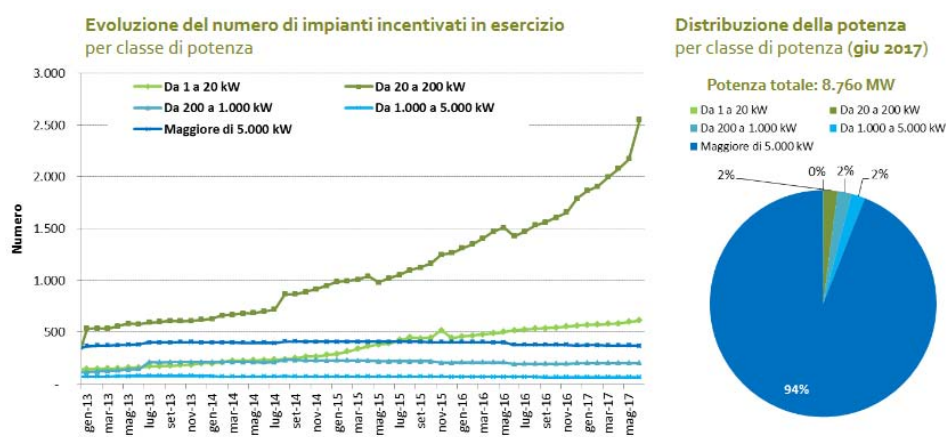


Figura 3.17: Analisi dell'evoluzione dell'eolico per classe di potenza. [65]

Il successivo rapporto statistico 2018 sulle FER del GSE [66] ha valutato come alla fine del 2018 risultassero installati in Italia 5642 impianti eolici, la maggior parte dei quali (92%) di piccole dimensioni (potenza inferiore a 1 MW). Dei 10265 MW installati in Italia alla fine del 2018 (19% dell'intero parco impianti rinnovabile nazionale), l'86% (9082 MW) si concentra nei 308 parchi eolici di potenza maggiore di 10 MW.

Nel corso del 2018 la produzione da fonte eolica è stata pari a 17716 GWh, corrispondente al 15.5% della produzione elettrica totale da fonti rinnovabili. Il 90% dell'elettricità generata dagli impianti eolici è stata prodotta da impianti di potenza superiore a 10 MW, il 6% da quelli di potenza compresa tra 1 e 10 MW e il restante 4% da impianti di potenza inferiore a 1 MW.

L'incremento della potenza degli impianti eolici tra il 2017 e il 2018 (+499 MW, pari a +5.1%) è legato principalmente alla crescita degli impianti con potenza maggiore di 1 MW, sia in termini sia di numerosità (+5.9%) che di potenza installata (+5.2%). Il segmento di impianti di potenza minore di 1 MW, che comprende anche la categoria dei minieolici, rappresenta solo 34 MW dei quasi 500 MW installati nel 2018 (7% circa).

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

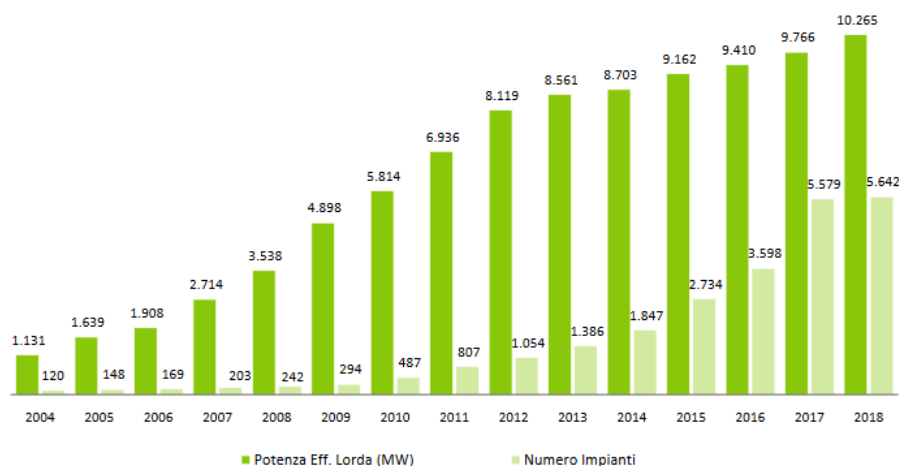


Figura 3.18: Evoluzione del numero e della potenza degli impianti eolici. [66]

Come osservabile da fig. 3.18 negli ultimi 15 anni si è osservato uno sviluppo molto veloce dei parchi eolici in Italia: nel 2004 gli impianti installati erano 120, con una potenza pari a 1131 MW, mentre alla fine del 2018 il parco nazionale risulta composto da quasi 5642 impianti, con potenza pari a 10265 MW. Nel 2018 la potenza eolica installata rappresenta il 18.9% di quella relativa all'intero parco impianti rinnovabile. La taglia media complessiva nazionale degli impianti eolici diminuisce progressivamente dal 2010; nel 2018 si è attestata intorno a 1.8 MW.

Le regioni con la più alta percentuale di impianti sul territorio nazionale al 2018 sono la Basilicata (25%), la Puglia (20.8%), la Sicilia (15.5%), seguite da Campania (10.8%), Sardegna(10.5%) e Calabria (7.4%). La distribuzione lineare della potenza indica la Puglia e la Sicilia come regioni con il primato di potenza installata (rispettivamente 24.6% e 18.4%). I territori del Centro-Nord contribuiscono invece in maniera nettamente minore.

Un quadro riassuntivo sull'evoluzione degli impianti eolici è stato realizzato in tabella 3.1.

Stando ai dati disponibili sul sito di TERNA, la potenza eolica installata è aumentata dai 10.3 GW del 2018 a 10.8 GW nel 2019 (+4.85%) [68].

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

	MW installati	Incremento % di MW	Numero impianti	Incremento % in numero	Taglia media in MW
2004	1131		120		9.43
2005	1639	44.92	148	23.33	11.07
2006	1908	16.41	169	14.19	11.29
2007	2714	42.24	203	20.12	13.37
2008	3538	30.36	242	19.21	14.62
2009	4898	38.44	294	21.49	16.66
2010	5814	18.70	487	65.65	11.94
2011	6936	19.30	807	65.71	8.59
2012	8119	17.06	1054	30.61	7.70
2013	8561	5.44	1386	31.50	6.18
2014	8703	1.66	1847	33.26	4.71
2015	9162	5.27	2734	48.02	3.35
2016	9410	2.71	3598	31.60	2.62
2017	9766	3.78	5579	55.06	1.75
2018	10265	5.11	5642	1.13	1.82

Tabella 3.1: Tabella riassuntiva sulla diffusione degli impianti eolici.

1.5 Energia idraulica

La potenza degli impianti idroelettrici rappresentava al 2018 il 35% di quella relativa all'intero parco impianti rinnovabile installato in Italia [66].

Escludendo gli impianti di pompaggio puro, alla fine del 2018 risultavano in esercizio in Italia 4331 impianti idroelettrici; nella maggior parte dei casi si tratta di impianti di piccole dimensioni, con potenza complessiva inferiore a 1 MW. In termini di potenza installata, invece, oltre l'80% (18936 MW dei 21.8 GW installati nel Paese a fine 2018) si concentra in impianti con potenza maggiore di 10 MW.

Nel corso del 2018 la produzione da fonte idraulica ammontava a 48786 GWh, pari al 42.6% della produzione totale da fonti rinnovabili. Il 75% dell'elettricità generata dagli impianti idroelettrici è stata prodotta da impianti di potenza superiore a 10 MW, il 19% da quelli di potenza compresa tra 1 e 10 MW e il restante 6% da impianti di piccola dimensione (inferiore a 1 MW).

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

L'incremento complessivo in termini di potenza rispetto al 2017 è stato pari a 72.7 MW (+0.4%); i nuovi impianti entrati in esercizio nel corso del 2018 sono principalmente ad acqua fluente.

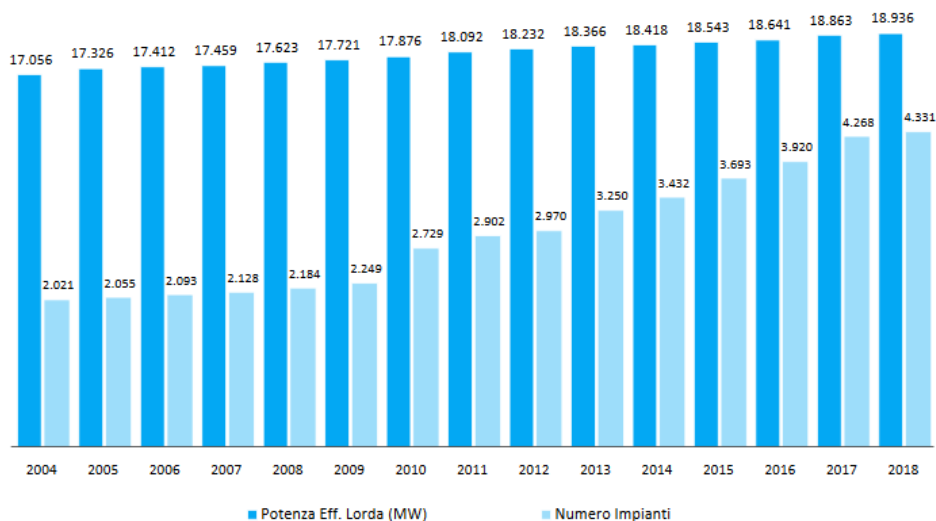


Figura 3.19: Evoluzione del numero e della potenza degli impianti idroelettrici. [66]

In figura 3.19 si mette in evidenza come il periodo tra il 2004 e il 2018 sia stato caratterizzato soprattutto dall'installazione di impianti di piccole dimensioni; la potenza installata in Italia è cresciuta secondo un tasso medio annuo dello 0.7%.

Naturale conseguenza di questo fenomeno è la progressiva contrazione della taglia media degli impianti, passata da 8.4 MW del 2004 a 4.4 MW nel 2018.

La distribuzione regionale è simmetrica rispetto a quella per l'eolico, ovvero la maggior parte degli impianti è concentrata al Nord: 27.7% della potenza totale in Lombardia, seguita dal Piemonte con il 14.6% e dalle province di Bolzano e Trento (rispettivamente con il 9.1% e 8.6%).

Nel 2018 il 45.6% della produzione da fonte idraulica complessiva è stata generata dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente, per quanto questi rappresentino solo il 30% della potenza complessiva installata in impianti idroelettrici.

Il contributo degli impianti a bacino è stato del 29% della produzione a fronte del 26.9% della potenza installata.

Gli impianti a serbatoio, che hanno la maggiore dimensione media per impianto,

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

rappresentano invece il 25.4% della produzione e il 43.1% della potenza. Nel 2018 la produzione è complessivamente aumentata per tutte le tipologie di impianto; in particolare la produzione è cresciuta del 25.6% rispetto al 2017 per gli impianti ad acqua fluente, del 40.5% per quelli a bacino e del 47.2% per quelli a serbatoio.

La tabella 3.2 rappresenta una sintesi della diffusione degli impianti idroelettrici in Italia.

	MW installati	Incremento % di MW	Numero impianti	Incremento % in numero	Taglia media in MW
2004	17056		267		63.88
2005	17326	1.58	275	3.00	63.00
2006	17412	0.50	303	10.18	57.47
2007	17459	0.27	312	2.97	55.96
2008	17623	0.94	352	12.82	50.07
2009	17721	0.56	419	19.03	42.29
2010	17876	0.87	669	59.67	26.72
2011	18092	1.21	1213	81.32	14.92
2012	18232	0.77	2199	81.29	8.29
2013	18366	0.73	2409	9.55	7.62
2014	18418	0.28	2482	3.03	7.42
2015	18543	0.68	2647	6.65	7.01
2016	18641	0.53	2735	3.32	6.82
2017	18863	1.19	2913	6.51	6.48
2018	18936	0.39	2924	0.38	6.48

Tabella 3.2: Tabella riassuntiva sulla diffusione degli impianti idroelettrici.

I valori aggiornati al 2020 di Terna stimano un totale di 20.1 GW di potenza idroelettrica installata [68].

1.6 Bioenergie

Nel 2018 la potenza degli impianti alimentati con le bioenergie (biomasse, biogas, bioliquidi) rappresentava il 7.7% della potenza complessiva degli impianti alimentati da fonti rinnovabili installati in Italia; la maggior parte degli impianti è di piccole dimen-

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

sioni, con potenza inferiore a 1 MW. Nel corso del 2018 la produzione da bioenergie è stata pari a 19153 GWh, pari al 16.7% della produzione totale da fonti rinnovabili. Il 42.8% dell'energia elettrica da bioenergie è stata prodotta in impianti di potenza superiore a 10 MW, il 42.5% in quelli di potenza inferiore a 1 MW e il restante 14.7% in impianti appartenenti alla classe intermedia, tra 1 e 10 MW [66].

Gli impianti alimentati con bioenergie installati in Italia alla fine del 2018 sono 2924, con un aumento pari a +0,4% rispetto all'anno precedente. I più numerosi sono gli impianti a biogas (2116).

In termini di potenza, dei 4135 MW totali, il 41.3% viene alimentato con biomasse solide, il 34.6% con biogas e il restante 24.1% con bioliquidi. I biogas hanno potenza installata media pari a meno di 1 MW; gli impianti a biomasse solide arrivano a circa 4 MW.

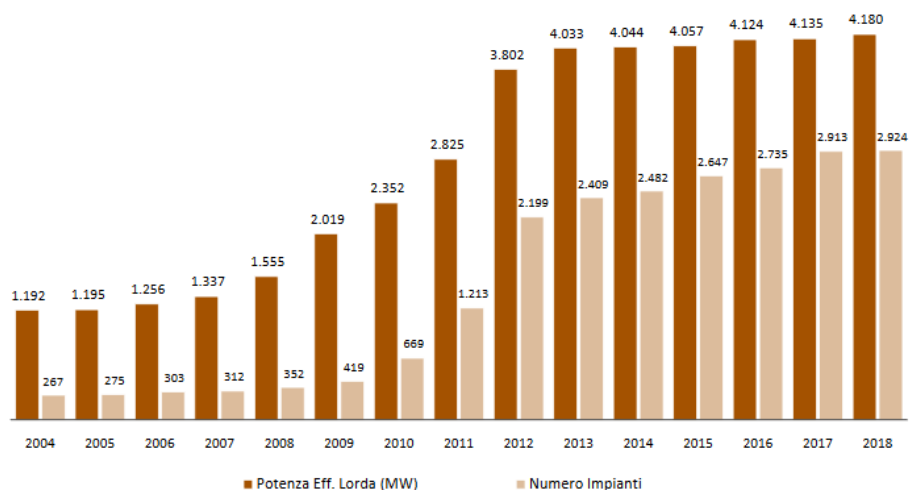


Figura 3.20: Evoluzione del numero e della potenza degli impianti a bioenergie. [66]

Con riferimento alla fig. 3.20, si note come tra il 2004 e il 2018 la potenza installata degli impianti a biomasse sia aumentata con un tasso medio annuo del 10.1%. Dopo la crescita continua e sostenuta che proseguiva dal 2008, dal 2014 si è verificato un rallentamento, con incrementi annuali piuttosto contenuti sia del numero sia della potenza degli impianti.

Particolarmente rilevante, negli ultimi anni, è la crescita della produzione da biogas, passata dai 1665 GWh del 2009 ai 8300 GWh nel 2018.

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

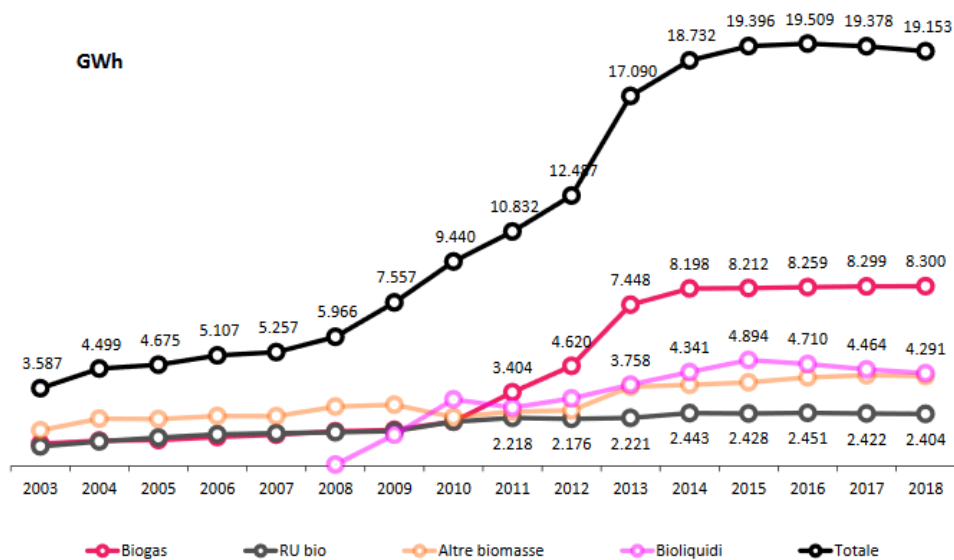


Figura 3.21: Energia prodotta in ciascun anno dal 2003 al 2018 da ogni tipologia di impianto a bioenergie. [66]

A partire dal 2009 la taglia media degli impianti è progressivamente diminuita, principalmente a causa dell'entrata in esercizio di impianti alimentati a biogas di piccole dimensioni (potenza installata inferiore a 1 MW).

Il 72.8% del numero degli impianti alimentati da bioenergie (che corrisponde al 61.9% della potenza installata) è localizzato nel Nord Italia, soprattutto in Lombardia ed Emilia Romagna.

Un quadro di sintesi sullo sviluppo degli impianti a bioenergie è riportato in tabella 3.3.

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

	MW installati	Incremento % di MW	Numero impianti	Incremento % in numero	Taglia media in MW
2004	1192		2021		0.59
2005	1195	0.25	2055	1.68	0.58
2006	1256	5.10	2093	1.85	0.60
2007	1337	6.45	2128	1.67	0.63
2008	1555	16.31	2184	2.63	0.71
2009	2019	29.84	2249	2.98	0.90
2010	2352	16.49	2729	21.34	0.86
2011	2825	20.11	2902	6.34	0.97
2012	3802	34.58	2970	2.34	1.28
2013	4033	6.08	3250	9.43	1.24
2014	4044	0.27	3432	5.60	1.18
2015	4057	0.32	3693	7.60	1.10
2016	4124	1.65	3920	6.15	1.05
2017	4135	0.27	4268	8.88	0.97
2018	4180	1.09	4331	1.48	0.97

Tabella 3.3: Tabella riassuntiva sulla diffusione degli impianti a bioenergie.

1.7 Geotermia

Alla fine del 2018 il numero degli impianti geotermoelettrici è rimasto immutato (34 unità per un totale di 813 MW) rispetto al 2013. Gli impianti più numerosi sono quelli con potenza minore o uguale a 20 MW, che rappresentano il 52.8% della potenza totale degli impianti geotermoelettrici. I tre impianti appartenenti alla classe tra 20 e 40 MW concentrano il 14.1% della potenza totale [66].

Gli impianti geotermoelettrici sono presenti sul solo territorio della regione Toscana. La sostanziale stabilità nella potenza installata tra il 2004 e il 2018 ha prodotto variazioni piuttosto contenute anche sulla produzione lorda; il tasso medio annuo di crescita, in particolare, è stato pari a 0.8%.

Lo stallo della geotermia continua anche nel 2019, anno in cui il bollettino del GSE ha registrato solo un intervento di rifacimento di 16 MW.

Si può supporre che tra le principali ragioni di questo blocco ci siano il fatto che la

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

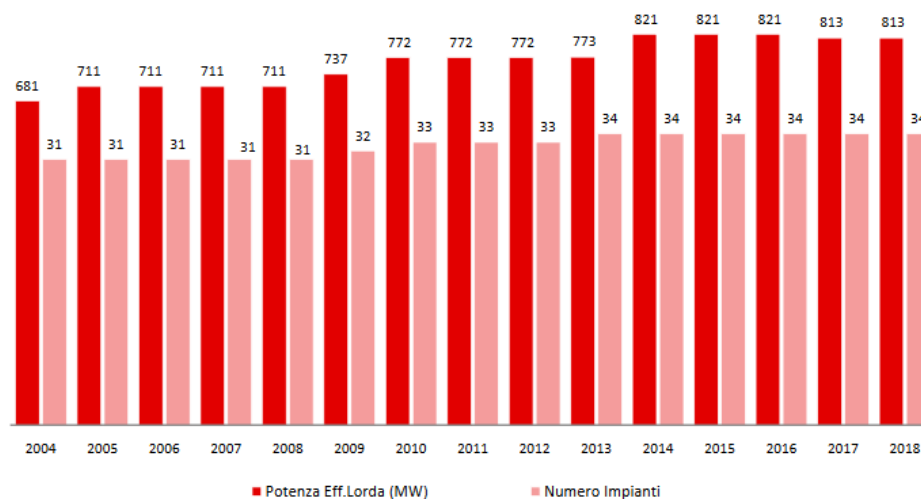


Figura 3.22: Evoluzione del numero e della potenza degli impianti geotermoelettrici. [66]

geotermia richiede grossi investimenti iniziali e la complessità nell'ottenimento delle autorizzazioni.

1.8 Fotovoltaico

Alla fine del 2018 risultavano installati in Italia 822301 impianti fotovoltaici, per una potenza totale di 20108 MW; la maggior parte (92% circa) di potenza inferiore a 20 kW. Il 37% della potenza installata si concentra negli impianti di taglia compresa tra 200 kW e 1 MW [66].

Complessivamente, la potenza degli impianti fotovoltaici rappresenta il 37% di quella relativa all'intero parco impianti rinnovabile nazionale. Nel corso del 2018 la produzione da fonte solare è stata pari a 22654 GWh, pari al 19.8% della produzione elettrica totale da fonti rinnovabili; il 61% dell'elettricità generata dagli impianti fotovoltaici è prodotta dagli impianti di taglia al di sopra dei 200 kW.

Nel solo anno solare 2018 sono stati installati poco più di 48000 impianti, per una potenza installata complessiva pari a 440 MW; il 36% ha potenza inferiore o uguale a 3 kW, il 60% tra 3 kW e 20 kW, il restante 4% maggiore di 20 kW. Rispetto al 2017, gli impianti entrati in esercizio nell'anno sono aumentati del 9.8%, mentre la potenza

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

installata è cresciuta del 6.3%.

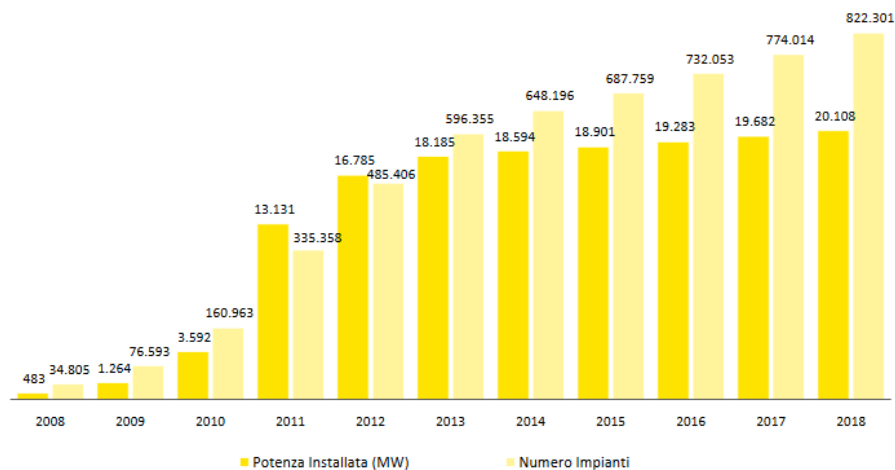


Figura 3.23: Evoluzione del numero e della potenza degli impianti fotovoltaici. [66]

L'evoluzione della serie storica del numero e della potenza installata degli impianti fotovoltaici è riportata in fig. 3.23.

Si noti come dal 2013, con la cessazione del Conto Energia, i ritmi di crescita siano significativamente meno sostenuti. Viceversa, il maggiore sviluppo c'è stato, come già anticipato, tra il 2010 e il 2011, come effetto degli incentivi particolarmente favorevoli del Secondo Conto Energia e del Decreto Salva Alcoa.

Gli impianti entrati in esercizio nel corso del 2018 (per lo più installazioni a servizio di utenze domestiche) hanno una potenza media di 8.8 kW. La taglia media complessiva nazionale degli impianti fotovoltaici diminuisce progressivamente dal 2012; nel 2018 si è attestata intorno ai 24.5 kW.

Nel 2018 si è registrato un incremento di numero (+6.2%) e potenza (+2.2%) degli impianti fotovoltaici più contenuto rispetto agli anni precedenti.

In termini assoluti alla fine del 2018 la Lombardia è la regione con il maggior numero di impianti installati (125250), seguita dal Veneto con 114264 impianti. La Puglia si caratterizza invece per la maggior potenza installata (2652 MW), seguita dalla Lombardia con 2303 MW.

A livello generale, la maggiore concentrazione di impianti si rileva nelle regioni del Nord (55% circa del totale); nel Centro è installato circa il 17%, nel Sud il restante

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

28%.

Un quadro di dettaglio sulla situazione regionale alla fine del 2018 è fornito dal rapporto statistico del GSE sul fotovoltaico del 2018 [67] (fig. 3.24). In fig. 3.25 si riporta invece la distribuzione provinciale della potenza installata.

Si noti come, a differenza dell'idroelettrico e dell'eolico, per i quali la distribuzione è nettamente concentrata in una determinata zona d'Italia per evidenti differenze di disponibilità di risorse, per il fotovoltaico essa è piuttosto omogenea, persino leggermente più concentrata nelle regioni del Nord nonostante l'inferiore irradiazione annua.

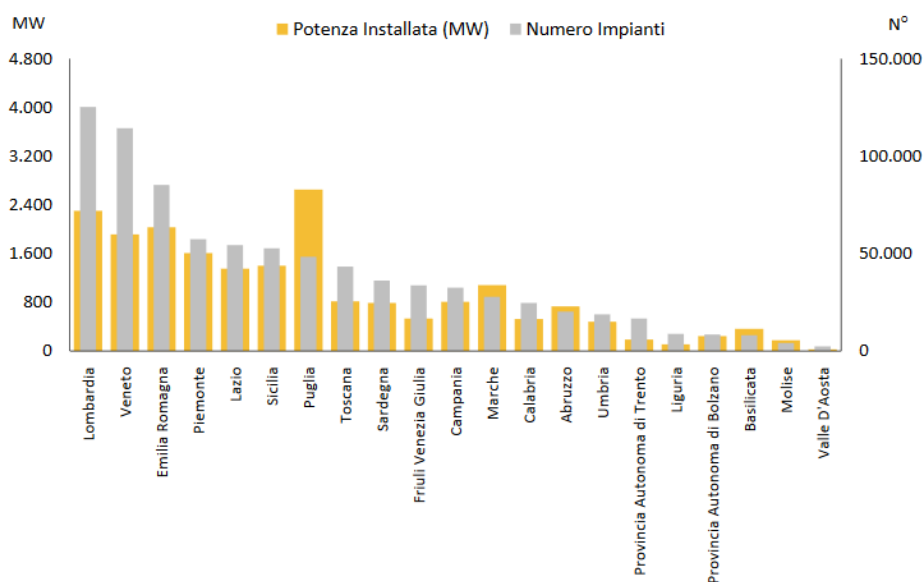


Figura 3.24: Distribuzione regionale della numerosità e della potenza a fine 2018. [67]

La sintesi sull'evoluzione del fotovoltaico in Italia è riportata in tabella 3.4.

Stando ai dati di TERNA, oggi la potenza fotovoltaica installata è pari a 20.9 GW (+3.98% rispetto al 2018) [68].

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

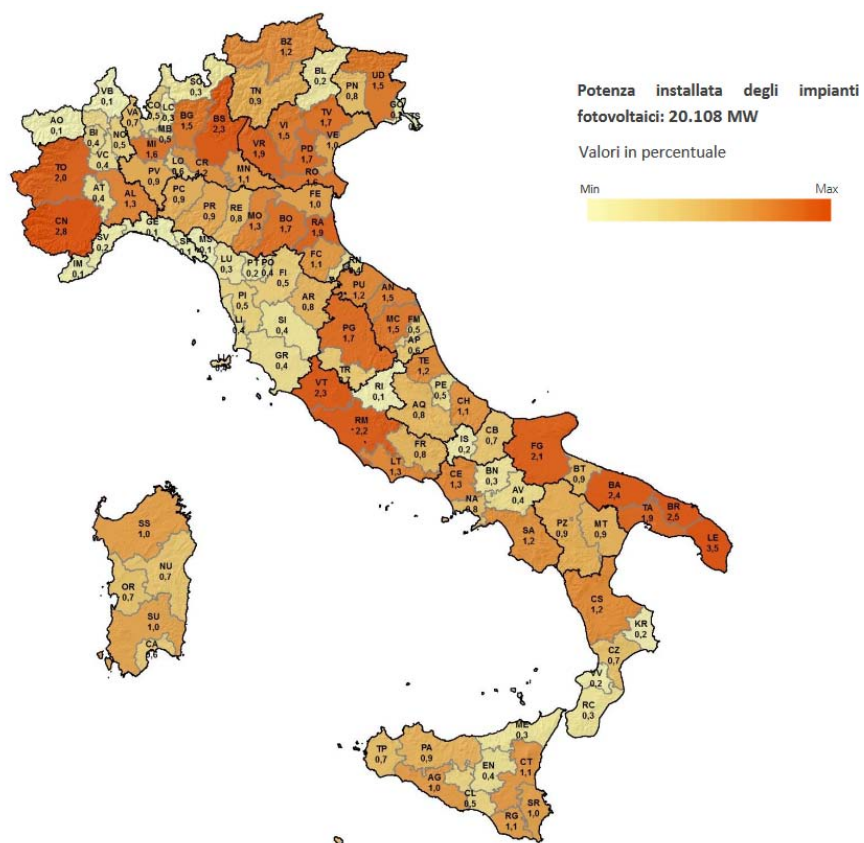


Figura 3.25: Distribuzione provinciale della potenza installata degli impianti fotovoltaici nel 2018. [67]

1. Ricostruzione dello sviluppo delle FER-E in Italia

	MW installati	Incremento % di MW	Numero impianti	Incremento % in numero	Taglia media in kW
2008	483		34805		13.88
2009	1264	161.70	76593	120.06	16.50
2010	3592	184.18	160963	110.15	22.32
2011	13131	265.56	335358	108.34	39.16
2012	16785	27.83	485406	44.74	34.58
2013	18185	8.34	596355	22.86	30.49
2014	18594	2.25	648196	8.69	28.69
2015	18901	1.65	687759	6.10	27.48
2016	19283	2.02	732053	6.44	26.34
2017	19682	2.07	774014	5.73	25.43
2018	20108	2.16	822301	6.24	24.45

Tabella 3.4: Tabella riassuntiva sulla diffusione degli impianti fotovoltaici.

2 Lo sviluppo del settore termico alimentato da FER

Citando il rapporto statistico del GSE [66]: “L’operazione di rilevazione e contabilizzazione dei consumi di FER nel settore Termico risulta più complessa e articolata rispetto al settore Elettrico, nel quale le produzioni sono rilevate e misurate in modo puntuale, applicando convenzioni consolidate. Al variare della fonte rinnovabile, ad esempio, variano le modalità con cui viene prodotta l’energia e, di conseguenza, le grandezze che descrivono il fenomeno oggetto di osservazione. Fatta eccezione per il calore derivato, inoltre, non esiste una “rete” nella quale viene immessa, e in genere misurata, l’energia termica prodotta dai numerosi impianti per riscaldamento disseminati sul territorio (si pensi ad esempio a camini, stufe e caldaie a legna utilizzate nel settore domestico): di conseguenza, i consumi diretti di fonti rinnovabili per la produzione di energia termica sono misurati puntualmente solo negli impianti di maggiori dimensioni, mentre negli altri casi la ricostruzione viene effettuata attraverso indagini campionarie, oppure applicando criteri di stima che combinano dati di mercato, dati amministrativi, parametri tecnici, ecc.”.

Si presenta pertanto in fig. 3.26 la tabella di sintesi riportata dallo stesso rapporto per avere un’idea sulle stime di energia termica derivante da ciascuna tecnologia.

Rispetto al 2017 è stata registrata una diminuzione dei consumi complessivi da FER di circa 22500 TJ (-4.9%); tale dinamica è legata alla diminuzione dei consumi di biomassa solida, generata principalmente dal clima più caldo e dal conseguente minor fabbisogno di calore che ha caratterizzato il 2018. Il 91% circa dell’energia termica viene consumato in modo diretto da famiglie e imprese; il restante 9% rappresenta la produzione di calore derivato, ovvero calore prodotto in impianti di trasformazione energetica alimentati da fonti rinnovabili e ceduto/venduto a terzi, principalmente attraverso reti di teleriscaldamento. Circa il 90% del calore derivato è prodotto in impianti che operano in assetto cogenerativo, il restante 10% in impianti destinati alla sola produzione di calore. Considerando sia i consumi diretti sia il calore derivato prodotto, la fonte rinnovabile più utilizzata in Italia si conferma la biomassa solida (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), che concentra oltre i due terzi dei consumi totali (69% circa); molto rilevante è anche il contributo dell’energia fornita da pompe di calore (circa 24%), mentre l’incidenza delle altre fonti considerate insieme si attesta poco sopra il 6%.

2. Lo sviluppo del settore termico alimentato da FER

TJ	Consumi diretti	Produzione lorda di calore derivato		Totale	Variaz. % sul 2017
		Impianti di sola produzione termica	Impianti di cogenerazione		
Geotermica	5.364	878	-	6.242	-0,5%
Solare	9.145	6	-	9.151	4,6%
Frazione biodegradabile dei rifiuti	11.211	-	5.813	17.024	6,9%
Biomassa solida	270.383	3.359	18.667	292.410	-7,0%
Bioliquidi	-	28	2.134	2.162	11,0%
- di cui sostenibili	-	-	2.046	2.046	13,7%
Biogas	1.749	6	8.946	10.702	-4,4%
Biometano*	529	4	53	587	..
Energia rinnovabile da pompe di calore	108.696	-	-	108.696	-2,0%
- di cui conteggiabile ai fini del monitoraggio obiettivi UE**	108.684	-	-	108.684	-2,0%
Totale	406.549	4.277	35.560	446.386	-4,9%
Totale ai fini del monitoraggio obiettivi UE (dir. 2009/28/CE)	407.067	4.253	35.525	446.845	-4,8%

Fonte: GSE; Terna per gli impianti di cogenerazione

(*) I consumi della quota di biometano immesso nella rete del gas naturale attribuiti al settore Termico (proporzionalmente ai consumi di gas naturale) sono conteggiati solo ai fini del Monitoraggio degli obiettivi fissati dalla Direttiva 2009/28/CE.

(**) È conteggiabile ai fini del raggiungimento degli obiettivi fissati dalla Direttiva 2009/28/CE solo l'energia fornita da pompe di calore con un Seasonal Performance Factor - SPF superiore a 2,5 (si veda la Decisione 2013/114/UE).

Figura 3.26: Energia da fonti rinnovabili nel settore Termico nel 2018. [66]

I crescenti impieghi di biomassa solida sono essenzialmente legati alla grande diffusione di apparecchi alimentati da legna da ardere e pellet (soprattutto nel settore residenziale), con un consumo complessivo di oltre 270000 TJ, che salgono a oltre 280000 TJ se si considera anche la frazione biodegradabile dei rifiuti.

Con circa 108700 TJ di energia rinnovabile fornita, nel 2018 le pompe di calore hanno avuto un'incidenza pari al 26.7% dei consumi diretti totali; seguono i rifiuti, la fonte solare, la fonte geotermica e i biogas, tutti con contributi inferiori al 3% dei consumi.

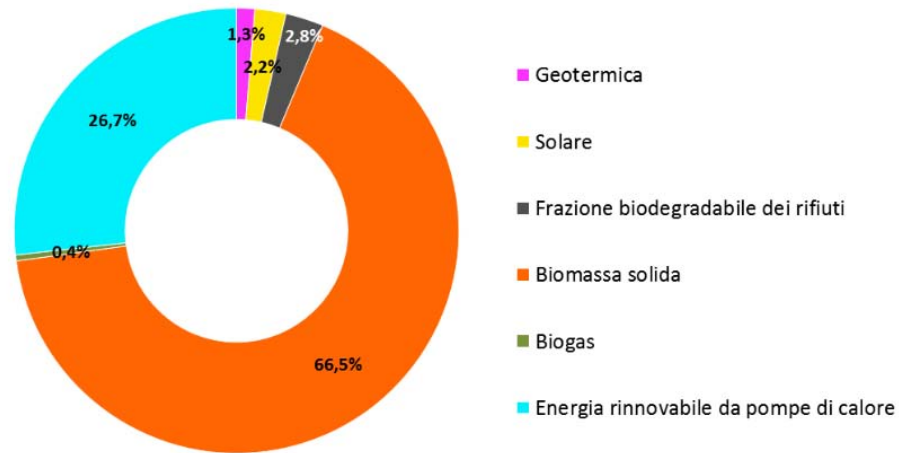


Figura 3.27: Consumi energetici diretti di fonti rinnovabili nel settore Termico nel 2018 per fonte. [66]

2.1 Il solare termico

Nonostante le difficoltà di analisi del settore termico, si ritiene comunque interessante ai fini di questo elaborato riportare quantomeno i dati relativi alla crescita del solare termico in Italia (fig. 3.28).

Tra il 2013 e il 2018 la superficie complessiva installata dei pannelli solari termici è aumentata di circa 900000 mq, l'energia fornita di circa 2109 TJ; in entrambi i casi la variazione si attesta intorno al +30%.

Si sottolinea un aumento della superficie di apertura ad un tasso medio annuo del 4.81%, ma in decrescita (+3.58% nel 2018 rispetto al 2017 contro il +6.63% del 2014 sul 2013).

Il 74% dei 9.145 TJ di energia fornita nel 2018 dai collettori solari termici e consumata in modo diretto in Italia si concentra nel settore residenziale (principalmente apparecchi per la produzione di acqua calda sanitaria); il 20% è relativo invece al settore del commercio e dei servizi (un'applicazione frequente, in questo caso, riguarda gli impianti sportivi). Assai più modesta, infine, risulta l'incidenza dei consumi nel settore industriale e in agricoltura (rispettivamente circa 5% e 1% del totale).

Le regioni caratterizzate da consumi diretti più elevati di energia fornita da collettori solari termici sono la Lombardia, che concentra il 16.4% del totale nazionale, il

2. Lo sviluppo del settore termico alimentato da FER

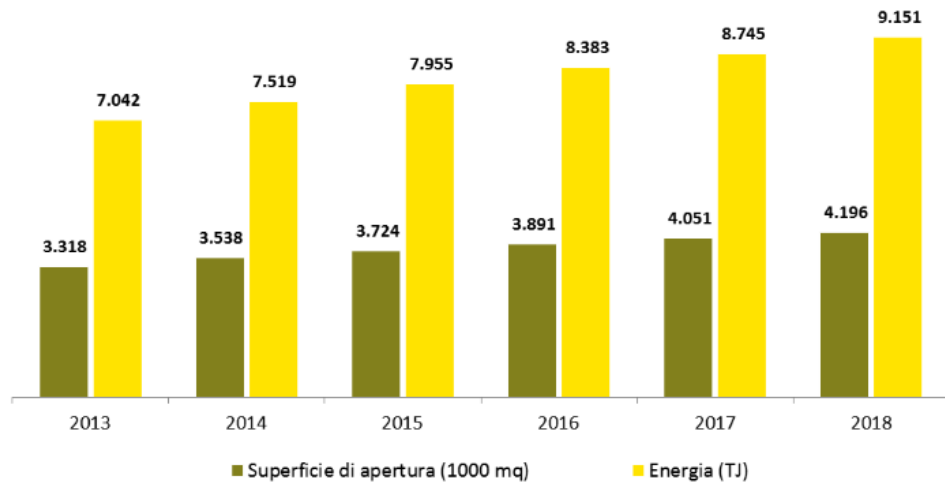


Figura 3.28: Superfici installate dei collettori solari termici ed energia fornita. [66]

Veneto (13%) e il Piemonte (9.7%), seguite da Sicilia (7.7%), Emilia Romagna(6.5%) e Trento (5.6%). Complessivamente, le 8 regioni meridionali (Sud e Isole) hanno un peso sui consumi complessivi del Paese pari al 24.6%.

In fig. 3.29 si riporta la distribuzione regionale dei consumi diretti di energia fornita da collettori solari termici. Come per il fotovoltaico, nonostante la irradiazione globale annua nelle zone meridionali, il solare termico è nettamente più diffuso al Nord.

3. Costi di generazione di potenza da fonti rinnovabili

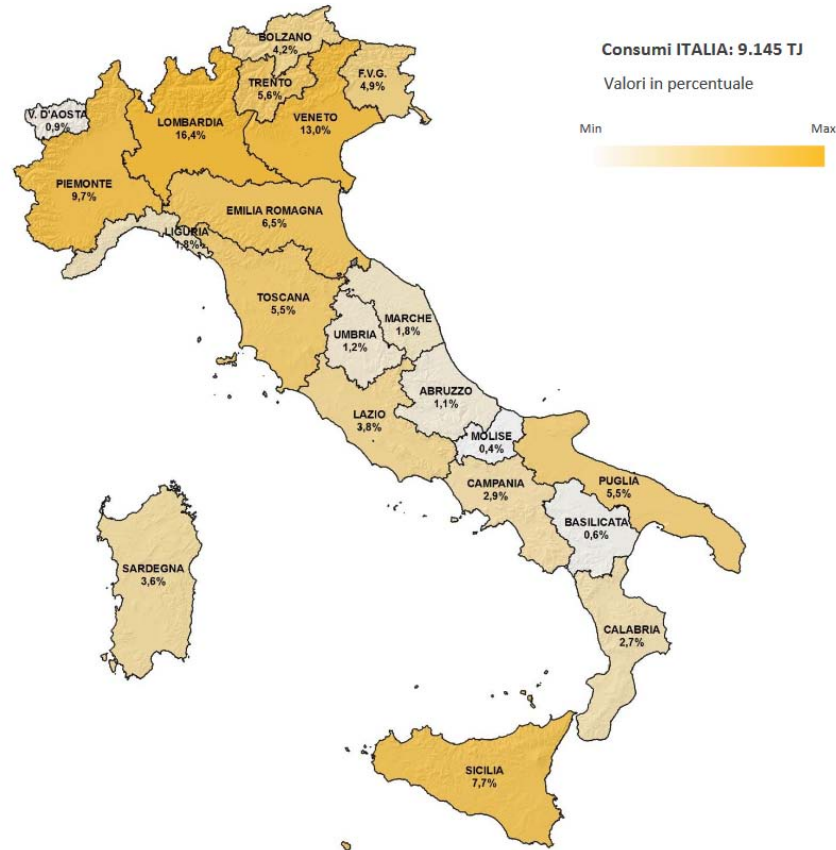


Figura 3.29: Distribuzione regionale dei consumi diretti di energia termica da fonte solare nel 2018. [67]

3 Costi di generazione di potenza da fonti rinnovabili

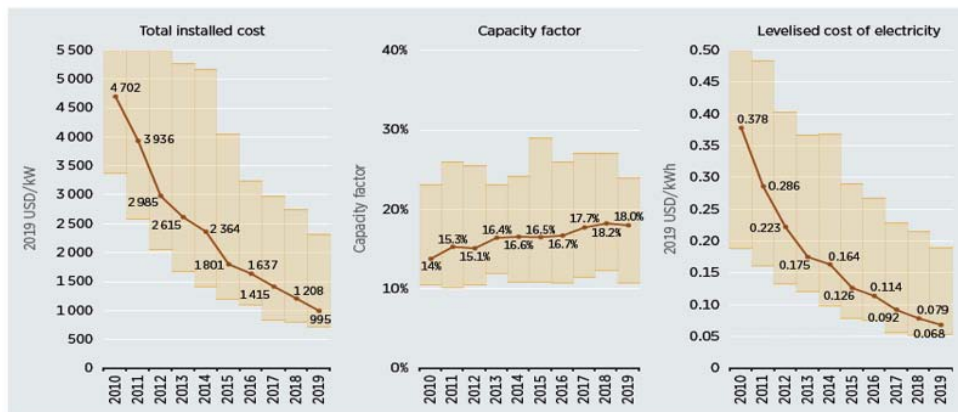
Come già anticipato, non è sufficiente osservare l'evoluzione dei criteri incentivanti per comprendere i motivi della diffusione di determinate tecnologie, ma è necessario tener conto anche dell'andamento dei costi delle stesse nel corso degli anni.

A tale scopo è utile fare riferimento ai dati pubblicati dall'IRENA [69] sulle medie pesate mondiali dei costi installati, *capacity factor* e LCOE.

I risultati sono sintetizzati nelle figure da 3.30 a 3.35.

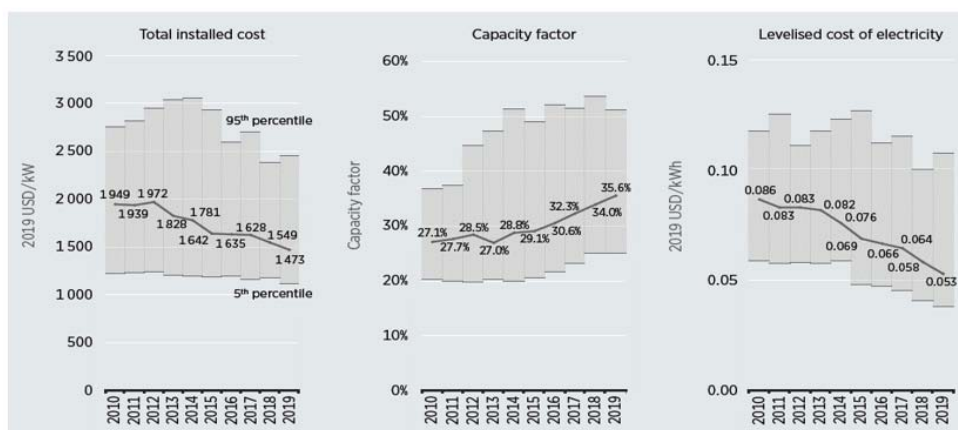
Nelle figure si riportano anche i valori al quinto e al novantacinquesimo percentile,

3. Costi di generazione di potenza da fonti rinnovabili



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Figura 3.30: Dati medi mondiali sul fotovoltaico.



Source: IRENA Renewable Cost Database.

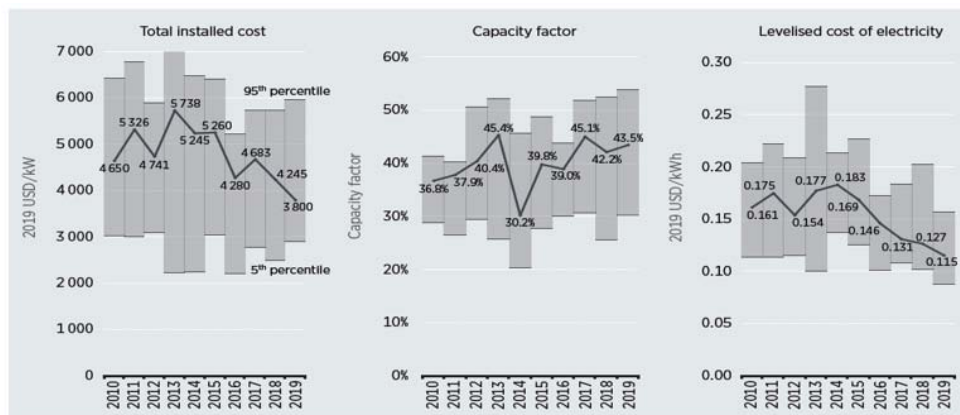
Figura 3.31: Dati medi mondiali sull'eolico on shore.

mettendo in evidenza l'ampia variabilità dei prezzi su scala mondiale.

In ogni caso è interessante osservare come le uniche tecnologie per le quali negli ultimi dieci anni il mercato ha portato a un continuo abbassamento dei costi siano state l'eolico e il fotovoltaico, mentre le altre fonti rinnovabili sono state soggette a fluttuazioni più o meno importanti.

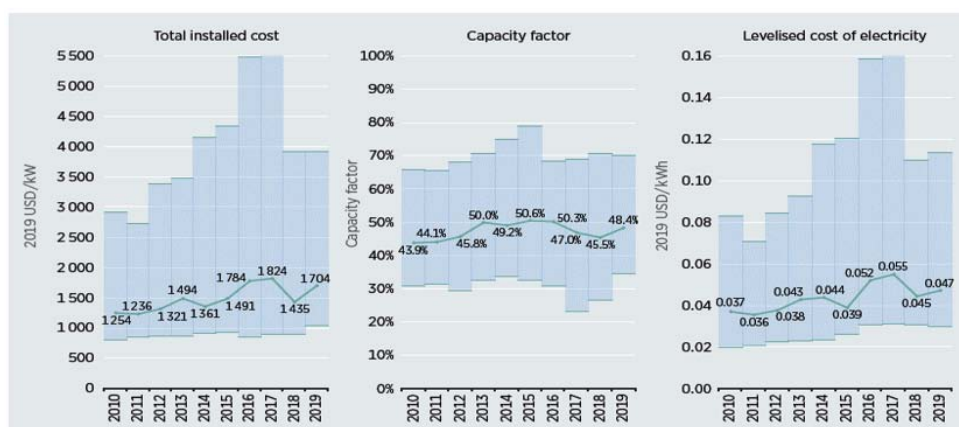
Inoltre, è utile notare come la media pesata mondiale sia spesso spostata verso le fasce di prezzo più basse, auspicabilmente grazie al notevole sviluppo del mercato

3. Costi di generazione di potenza da fonti rinnovabili



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Figura 3.32: Dati medi mondiali sull'eolico off shore.



Source: IRENA Renewable Cost Database.

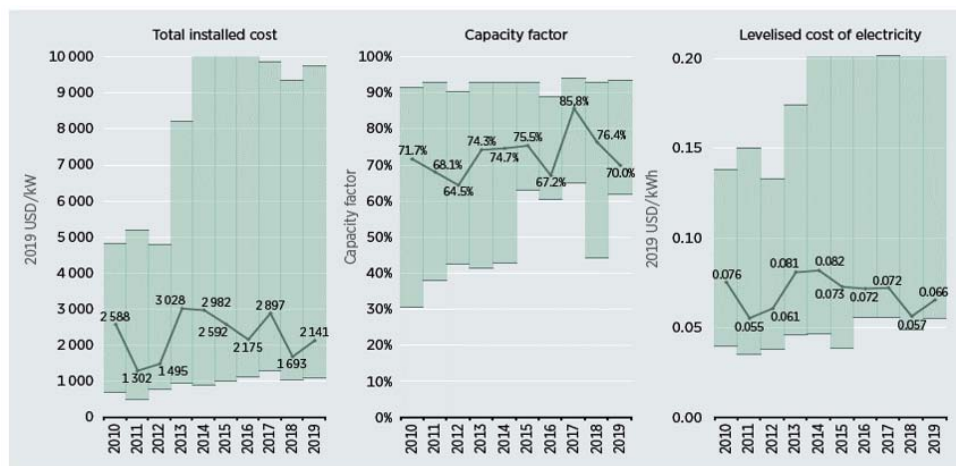
Figura 3.33: Dati medi mondiali sull'idroelettrico.

asiatico negli ultimi dieci anni.

In Italia i costi restano comunque tra i maggiori in Europa: 61.5€/MWh di LCOE per l'eolico contro il minimo di 35 nei Paesi Bassi, mentre per il fotovoltaico 68.5€/MWh per gli impianti commerciali e 58.8€/MWh per quelli utility scale, a causa dei maggiori costi del sistema economico e normativo [70].

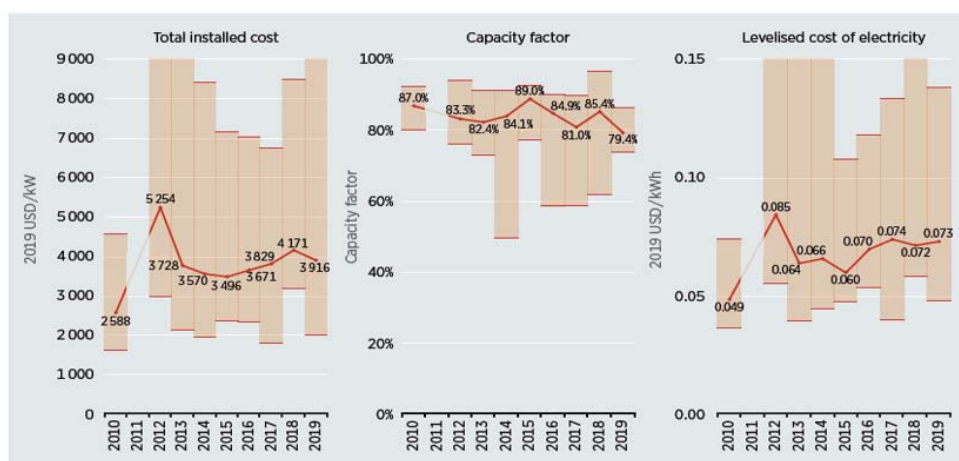
Andando a verificare il valore proposto per gli impianti commerciali con una produttività annua supposta pari a 1300 kWh annui per kW installato e una vita utile

3. Costi di generazione di potenza da fonti rinnovabili



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Figura 3.34: Dati medi mondiali sulle bioenergie.



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Figura 3.35: Dati medi mondiali sul geotermico.

di 25 anni, si ottiene un costo di investimento di 2210 €/kW, valore coerente considerando che ad oggi i prezzi degli impianti domestici classici da 3 kW si aggirano tra i 6000 € per il policristallino e 8500 € per il monocristallino, e ai quali possono applicarsi delle riduzioni di prezzo al crescere della taglia.

4 Sintesi e considerazioni

In questo capitolo si è ricostruita la crescita degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia in termini di numerosità e potenza installata, a cui si aggiungono i dati mondiali forniti dall'IRENA sull'andamento delle varie tecnologie.

Le fonti che si sono diffuse di più nell'ultimo decennio in Italia sono quella solare e quella eolica.

Tali fonti sono anche le uniche ad aver subito un calo costante in termini di LCOE: stando ai dati pubblicati dall'IRENA [69] il *Levelised Cost of Electricity* medio mondiale del fotovoltaico è passato dallo 0.378 $US\$/kWh$ del 2010 allo 0.068 $US\$/kWh$ (0.0605 $\€/kWh$) del 2019, mentre quello dell'eolico on-shore da 0.086 $US\$/kWh$ a 0.053 $US\$/kWh$ (0.0472 $\€/kWh$).

I dati pubblicati in [70] indicano ad oggi per l'Italia valori di LCOE variabili per il fotovoltaico tra 0.0685 (impianti commerciali) e 0.0588 $\€/kWh$ (impianti *utility scale*). Tali valori restano comunque tra i più alti in Europa, soprattutto considerando la disponibilità della fonte solare in Italia rispetto agli altri Paesi dell'Unione.

Per l'eolico invece i valori di LCOE italiani si mantengono più elevati rispetto alla media mondiale, con 0.0615 $\€/kWh$.

Anche per l'eolico off-shore si segnalano delle riduzioni di LCOE medio mondiale dal 2014, da 0.183 a 0.115 $US\$/kWh$, mentre per tutte le altre tecnologie i valori sono stati soggetti a fluttuazioni più o meno evidenti senza riduzioni di costo significative.

Nel capitolo si sono inoltre aggregati i dati forniti dai bollettini del GSE sulle rinnovabili in delle tabelle, mettendone in evidenza i tassi di crescita.

Per quanto riguarda il fotovoltaico, si vede come il maggiore sviluppo si sia avuto tra il 2009 e il 2011, per effetto delle tariffe incentivanti particolarmente favorevoli del Secondo Conto Energia e con il Decreto Salva Alcoa, come già messo in evidenza nel capitolo precedente. Dall'esaurimento del Quinto Conto energia, con il solo sistema di detrazioni fiscali del 50% e del super ammortamento al 130%, c'è stato un brusco calo del tasso di crescita, assestatosi intorno al 6% in termini di numerosità e al 2% in termini di incremento di potenza (a tal proposito si tenga presente la progressiva riduzione delle taglie medie degli impianti). Un dato non trascurabile è l'ubicazione degli impianti: sebbene la Puglia sia la regione con la maggiore potenza installata, le regioni con il maggior numero di impianti sono Lombardia, Veneto, Emilia Romagna e Piemonte, il che suggerisce paradossalmente una minore diffusione al Sud di impianti

4. Sintesi e considerazioni

domestici, nonostante la producibilità annua (e quindi la redditività dell'investimento) sia maggiore.

L'eolico si conferma la fonte non solare che si è sviluppata di più, arrivando a superare i 10000 MW. A partire dal 2010 c'è stata una progressiva riduzione della taglia degli impianti, e tra il 2010 e il 2018 c'è stato quasi lo stesso incremento dei 6 anni precedenti (circa 5000 MW) passando da una taglia media di 12 MW a 1.82 MW.

Significativa anche la diffusione delle bioenergie, in particolare degli impianti a biogas di piccole dimensioni (potenza inferiore a 1 MW), a partire dal 2012, in cui si è registrato un picco di crescita in termini di MW del 34.58% rispetto all'anno precedente.

Più moderata invece la crescita dell'idroelettrico, per il quale dal 2009 è cominciata una progressiva riduzione di taglia media da 42.29 MW agli attuali 6.48, e che oggi resta comunque la fonte rinnovabile più importante in Italia, con oltre 20.1 GW installati nel 2020.

Scarso impiego invece per la geotermia, con un tasso di aumento di potenza del solo 0.8% tra il 2004 e il 2018 e impianti situati solo in Toscana, nonostante il potenziale non sfruttato di zone come la Campania e la Sicilia.

Per quanto riguarda il solare termico, la superficie installata è aumentata dal 2013 ad un tasso medio del 4.81%, ma in decrescita negli ultimi anni, per cui le modifiche apportate al Conto Termico nel 2016 non hanno difatti migliorato la situazione sotto questo punto di vista.

Sintetizzando, la riduzione dei costi e il sistema di incentivi hanno in generale consentito un notevole impulso al ricorso alle fonti rinnovabili in Italia, favorendo il raggiungimento degli obiettivi prefissati per il 2020 in termini di produzione energetica con largo anticipo. Permangono tuttavia degli ostacoli di tipo sociale, come testimoniato dallo stallo della geotermia e dalla relativamente ridotta diffusione della fonte solare per uso domestico nelle regioni del Sud Italia.

Capitolo 4

Metodologia

Nella prima parte di questo capitolo finale si presenta il metodo impiegato per la modellazione e l'impostazione del problema di ottimizzazione per il design o per il funzionamento di un *Hybrid Power System*.

I modelli di questo elaborato sono realizzati in Python, integrato con il solver Gurobi per la risoluzione del problema di ottimizzazione.

L'approccio impiegato è di tipo MILP, seguendo le linee guida di [45], di cui è presentata una sintesi al fine di capirne la struttura generale.

Per descrivere più nel dettaglio la metodologia impiegata e comprendere quale sia la differenza tra un problema di ottimizzazione per il design e uno per il funzionamento, si fa poi riferimento a titolo di esempio alla realizzazione di un sistema semplice costituito da un motore a combustione interna, una caldaia e una turbina a gas, con obiettivo la minimizzazione dei costi in una finestra temporale suddivisa in sole quattro ore.

Il modello di base viene progressivamente complicato con l'aggiunta di un sistema di accumulo, con e senza considerazione dell'efficienza di carica e scarica ed infine includendo un accumulo di dimensione fissata.

Dopo aver validato il modello, nella seconda parte del capitolo si passa alla definizione di un caso studio sul quale ricostruire un apposito criterio incentivante che tenga conto della disponibilità di risorse locali. Il profilo di carico scelto si riferisce a un edificio di 12000 m^3 adibito a uffici.

Per tale caso studio sono state considerate diverse configurazioni di un sistema comprendente due motori cogenerativi, un impianto fotovoltaico e un impianto solare termico, al fine di poter valutare separatamente la convenienza dei diversi investi-

menti. I calcoli per le varie configurazioni sono stati effettuati in diverse località caratterizzate da differenti valori di temperatura e di irradiazione, adoperando delle leggere modifiche ai profili di carico per tener conto delle diverse zone climatiche, al fine di creare un criterio di incentivazione che tenga conto della disponibilità di risorse locali.

1 Struttura dei problemi MINLP e MILP

Come evidenziato nel capitolo precedente, c'è un grande interesse della letteratura nei riguardi dei modelli MILP e MINLP, ma la maggior parte dei lavori si concentra su casi studio specifici. Un approccio più generale, che definisce delle linee guida per il progettista nella formulazione di problemi di ottimizzazione dinamici relativi a sistemi energetici, è quello di S. Rech [45], sintetizzato di seguito.

Sia al modello del sistema complessivo che al problema di ottimizzazione sono richiesti i requisiti di generalità, semplicità e basso sforzo computazionale.

- La *generalità* del problema si riferisce alla possibilità di includere sia unità di conversione dell'energia che di stoccaggio, ciascuna delle quali potrebbe avere molteplici input (ad esempio energia primaria da fonti fossili e rinnovabili, elettricità, energia termica e frigorifera) e output (elettricità, energia termica e frigorifera o combustibili derivati). In questo contesto ciascuna unità è vista come una *black box*, così da poter utilizzare la stessa tipologia di equazioni per modellare tecnologie di diverso tipo.
- La *semplicità* del modello si traduce nella limitazione al numero minimo di variabili che consenta di avere in ogni caso una buona accuratezza. A tal scopo, nel modello non sono inclusi i bilanci di massa e le equazioni di stato cosicché molte variabili intensive ed estensive quali le portate, le pressioni e le temperature non appaiano nel modello. Per tener conto del comportamento in *off design* del sistema si fa riferimento unicamente alle mappe caratteristiche delle unità che lo compongono, le quali legano in generale i loro input e i loro prodotti.
- Lo *sforzo computazionale ridotto* è ottenibile trasformando l'eventuale modello MINLP in MILP adoperando tecniche di linearizzazione (che però richiedono l'utilizzo di variabili ausiliarie). Per ridurre ulteriormente la mole di dati da

1. Struttura dei problemi MINLP e MILP

elaborare è possibile utilizzare una tecnica di decomposizione del modello in due step.

L'insieme delle variabili di decisione per il design include variabili binarie, utilizzate per stabilire l'inclusione o l'esclusione di un'unità di conversione dell'energia dalla configurazione ottimale, e variabili reali per scegliere la capacità ottima delle unità di accumulo.

Le variabili decisionali relative alla modalità operativa comprendono ancora variabili binarie per decidere lo stato on/off delle diverse tecnologie di conversione e variabili reali per definirne il carico.

Per presentare ora il problema nel modo più generale possibile, si indicano con φ le variabili relative ai flussi nel sistema (di input ed output per ciascun elemento) e con Φ quelle associate a quantità contenute nel volume di controllo di un'unità.

1.1 Mappe caratteristiche

Come anticipato, volendo mantenere il numero di variabili piccolo, le proprietà estensive e intensive da cui le unità dipendono non appaiono esplicitamente nel modello, ma sono raggruppate in vettori x . In generale, le grandezze φ e Φ precedentemente introdotte dipendono quindi dal tempo e da questi vettori x :

$$\varphi(t) = \varphi(x(t))$$

$$\Phi(t) = \Phi(x(t))$$

Per descrivere il funzionamento degli elementi di trasformazione dell'energia si impiegano le loro mappe caratteristiche, evitando in questo modo di scendere nel dettaglio di tutti i bilanci di massa del sistema.

Unità con un solo prodotto Considerando un'unità avente un solo flusso di input e un solo prodotto, per descriverne il comportamento è sufficiente una sola mappa caratteristica avente la generica forma:

$$\varphi_{i,in}(t) = f(\varphi_{i,out}(t)) \quad (4.1)$$

Tipicamente questo tipo di relazioni è non lineare, ma restringendo il vettore x alle sole proprietà che influenzano maggiormente il comportamento dell'unità in un

1. Struttura dei problemi MINLP e MILP

vettore ridotto \tilde{x} , e considerando per esso valori costanti, è possibile linearizzarle. La linearizzazione consente una notevole semplificazione del modello, ma d'altro canto comporta anche una perdita di accuratezza. Per molti impianti di potenza e cogenerativi, come i motori a combustione interna, gli errori si aggirano intorno a $\simeq -0.5\%$ [23] e sono quindi trascurabili, mentre errori massimi maggiori ($\simeq -7\%$) si riscontrano per unità cogenerative a combustione di carbone, turbine a gas e impianti a ciclo combinato [46].

Un aspetto fondamentale è che le unità ad energia solare ed eolica non si comportano linearmente, ma i loro modelli non lineari possono essere risolti indipendentemente dal problema di ottimizzazione, e pertanto non necessitano di linearizzazione.

Negli altri casi, la forma lineare dell'equazione 4.1 è:

$$\varphi_{i,in} = k_{i,0} \cdot \delta_i(t) + k_{i,1} \cdot \varphi_{i,out}(t) \quad (4.2)$$

$$\varphi_{i,out} \leq k_{i,3} \cdot \varphi_{i,out}^{MAX} \cdot \delta_i(t) \quad (4.3)$$

$$\varphi_{i,out} \geq k_{i,4} \cdot \varphi_{i,out}^{MIN} \cdot \delta_i(t) \quad (4.4)$$

dove i k_i rappresentano dei parametri caratteristici dell'unità i che dipendono solo da \tilde{x}_i , mentre $\varphi_{i,out}^{MIN}$ e $\varphi_{i,out}^{MAX}$ sono rispettivamente i valori minimo e massimo del carico ai valori nominali di \tilde{x} .

La variabile binaria δ_i è utilizzata per identificare lo stato on/off dell'unità.

L'efficienza dell'unità η_i risultante dall'equazione 4.2 varia in relazione al carico $\varphi_{i,out}$ e al vettore \tilde{x}_i . In particolare, per una \tilde{x} fissata e $\delta_i = 1$ (elemento in funzione):

$$\eta_i = \frac{\varphi_{i,out}(t)}{\varphi_{i,in}(t)} = \frac{1}{k_{i,0}} \cdot \left(1 - \frac{k_{i,1}}{k_{i,1} \cdot \varphi_{i,out}(t) + k_{i,1}} \right) \quad (4.5)$$

È opportuno evidenziare che sarebbe possibile semplificare ulteriormente il modello considerando per alcune unità i parametri k , $\varphi_{i,out}^{MIN}$ e $\varphi_{i,out}^{MAX}$ come costanti, ovvero trascurando la dipendenza da \tilde{x} nelle mappe caratteristiche. Questo è lecito considerando che il comportamento di alcune tecnologie, come i motori a combustione interna, è solo marginalmente influenzato dalle grandezze presenti in x .

Unità multiprodotto Nel caso di unità con più prodotti, è possibile distinguere essenzialmente due casi:

1. Struttura dei problemi MINLP e MILP

1. La generazione degli altri prodotti non influenza il consumo del flusso di input dell'unità (come nel recupero di calore dai flussi di scarico di una turbina a gas cogenerativa). In questo caso l'equazione 4.2 resta valida.
2. Parte del flusso di input viene impiegato per la generazione degli altri prodotti (come avviene ad esempio negli impianti cogenerativi a derivazione e condensazione). In questi casi, la forma generale della mappa caratteristica diventa:

$$\varphi_{i,in}(t) = k_{i,0} \cdot \delta_i(t) + \sum_{q=1}^{n_{out}} k_{i,q} \cdot \varphi_{i,out_q}(t) \quad (4.6)$$

dove n_{out} si riferisce al numero di prodotti.

In entrambi i casi, per ogni prodotto aggiuntivo è richiesta l'inclusione di una mappa caratteristica in più, che legghi il prodotto principale a quelli addizionali (ad esempio l'energia elettrica e l'energia termica negli impianti cogenerativi). Anche in questo caso, la maggior parte di queste mappe output-output possono essere ben approssimate da relazioni lineari.

Nel caso 1 l'equazione è quindi del tipo:

$$\varphi_{i,out_q}(t) = k_{i,0} \cdot \delta_i(t) + k_{i,1} \cdot \varphi_{i,out_1}(t) \quad (4.7)$$

Se il sistema di recupero che fornisce il prodotto aggiuntivo può essere bypassato, il segno di “=” può essere sostituito con il segno di “≤”, in modo tale che la nuova equazione così definita identifichi il valore massimo di φ_{i,out_q} . Il suo valore minimo è invece determinato dal vincolo aggiuntivo:

$$\varphi_{i,out_q}(t) \geq \varphi_{i,out_q}^{MIN} \quad (4.8)$$

Nel caso 2 invece, si considera un'area di funzionamento descritta da più di due relazioni [47].

Unità con più input Seguendo lo stesso ragionamento, le unità con molti input richiedono una mappa caratteristica in più per ciascun input aggiuntivo. Queste mappe input-input hanno la funzione di legare tra loro i flussi in ingresso addizionali a quello principale.

1. Struttura dei problemi MINLP e MILP

Concludendo, il numero n_{eq} di mappe caratteristiche richieste per descrivere il comportamento di un'unità di trasformazione dell'energia avente n_{in} input e n_{out} output è in generale uguale alla somma del numero di input e output dell'elemento meno uno ($n_{eq} = n_{in} + n_{out} - 1$).

1.2 Equazioni di bilancio

Sebbene con le mappe caratteristiche sia possibile aggirare l'utilizzo di bilanci di massa, i bilanci energetici sono necessari per descrivere la continuità dei flussi nel sistema, il funzionamento dinamico delle unità di accumulo e, per quanto riguarda le tecnologie di conversione, per il calcolo delle emissioni e delle perdite.

Sintentizzando, è possibile raggruppare le equazioni di bilancio che caratterizzano il modello nelle seguenti categorie:

1. *Bilancio per le interconnessioni tra le unità:*

$$\varphi_{i,out}(t) = \varphi_{j,in}(t) \quad (4.9)$$

per cui l'output dell'unità i diventa l'input dell'unità j .

2. *Bilancio per le connessioni tra le unità e l'ambiente esterno:*

$$\varphi_{i,out}(t) = \varphi_{amb,in,i}(t) \quad (4.10)$$

$$\varphi_{amb,out}(t) = \sum_i \varphi_{i,in}(t) \quad (4.11)$$

In particolare, come si evince dall'equazione 4.11, qualora unità diverse richiedessero la stessa tipologia di input energetico primario dall'ambiente, per semplicità si considererà per queste ultime un unico flusso $\varphi_{amb,out}(t)$.

3. *Equazione di conservazione dell'energia all'interno delle unità:*

$$\sum \varphi_{i,in}(t) = \sum \varphi_{i,out}(t) + \sum \varphi_{i,losses}(t) \quad \text{oppure} \quad (4.12)$$

$$\sum \varphi_{i,in}(t) = \sum \varphi_{i,out}(t) + \sum \varphi_{i,losses}(t) + \frac{d\Phi_i(t)}{dt} \quad (4.13)$$

L'equazione 4.12 è relativa alle tecnologie di conversione energetica, per le quali si adotta una forma stazionaria essendo la loro inerzia trascurabile rispetto ai dispositivi di storage.

1. Struttura dei problemi MINLP e MILP

L'equazione 4.13 si riferisce invece alle unità di accumulo. Da quest'ultima, l'energia contenuta nell'elemento considerato al tempo τ è:

$$\Phi_i(\tau) = \Phi_i(0) + \Phi_{i,in}(\tau) - \Phi_{i,out}(\tau) - \Phi_{i,losses}(\tau) \quad (4.14)$$

$$\Phi_{i,in}(\tau) = \int_{t=0}^{\tau} \sum_p \varphi_{i,in_p}(t) \cdot dt \quad (4.15)$$

$$\Phi_{i,out}(\tau) = \int_{t=0}^{\tau} \sum_p \varphi_{i,out_p}(t) \cdot dt \quad (4.16)$$

$$\Phi_{i,losses}(\tau) = \int_{t=0}^{\tau} \varphi_{i,losses}(t) \cdot dt \quad (4.17)$$

dove $\Phi_i(0)$ è il valore iniziale dell'energia contenuta nell'unità di accumulo, mentre $\Phi_{i,in}(\tau)$, $\Phi_{i,losses}(\tau)$ e $\Phi_{i,out}(\tau)$ rappresentano l'energia rispettivamente presa, persa e trasferita dall'elemento considerato.

Siccome in generale le perdite dipendono dalle quantità presenti nel vettore delle grandezze intensive ed estensive x_i , per semplificare il modello è possibile esprimere $\Phi_{i,losses}(\tau)$ come funzione di un'efficienza η_{RT} ("round-trip"), definita come il rapporto tra l'energia uscente $\Phi_{i,out}^{RT}$ e quella entrante $\Phi_{i,in}^{RT}$ dall'unità di accumulo in un processo medio di carica/scarica:

$$\eta_{i,RT} = \frac{\Phi_{i,out}^{RT}}{\Phi_{i,in}^{RT}} = \frac{\int_{RT} \sum \varphi_{i,out} \cdot dt}{\int_{RT} \sum \varphi_{i,in} \cdot dt} \quad (4.18)$$

In questo modo, essendo $\Phi_{i,losses}^{RT} = \Phi_{i,in}^{RT} - \Phi_{i,out}^{RT} = \int_{RT} \sum \varphi_{i,losses} \cdot dt$, è possibile ridurre l'equazione 4.14 a:

$$\Phi_i(\tau) = \Phi_i(0) + \int_{t=0}^{\tau} \sum_p \varphi_{i,in_p}(t) \cdot \sqrt{\eta_{i,RT}} dt - \int_{t=0}^{\tau} \sum_q \varphi_{i,out_q}(t) \cdot \frac{1}{\sqrt{\eta_{i,RT}}} dt \quad (4.19)$$

assumendo che l'effetto di η_{RT} sia equamente distribuito tra la fase di carica e quella di scarica.

Infine, per tener conto del completo riempimento e svuotamento dell'unità di accumulo è necessario introdurre i vincoli di capacità massima (4.20) e di minima energia che può essere contenuta (4.21):

$$\Phi_i(t) \leq v_i \cdot \Phi_i^{MAX} \quad (4.20)$$

$$\Phi_i(t) \geq \Phi_i^{MIN} \quad (4.21)$$

essendo v_i un coefficiente di sovradimensionamento ($v_i > 1$) che può essere considerato per garantire il corretto funzionamento dell'elemento.

4. *Vincoli di disponibilità delle fonti primarie* nel caso in cui queste siano limitate (4.22), variabili (4.23) o fissate (4.24):

$$\varphi_{amb,out}(t) \leq \varphi_{amb,out}^{MAX} \quad (4.22)$$

$$\varphi_{amb,out}(t) \leq \varphi_{amb,out}^{MAX}(t) \quad (4.23)$$

$$\varphi_{amb,out}(t) = \varphi_{amb,out}^{MAX}(t) \quad (4.24)$$

Scrittura alternativa delle equazioni Alternativamente alla forma presentata nelle equazioni 4.2, 4.3 e 4.4, per le mappe caratteristiche si può scrivere direttamente:

$$\varphi_{i,in} = [a_i + b_i \cdot \varphi_{i,out}(t)] \cdot \delta_i(t) \quad (4.25)$$

$$\varphi_{i,out}^{MIN} \leq \varphi_{i,out} \leq \varphi_{i,out}^{MAX} \quad (4.26)$$

ovvero è possibile fissare la variabile $\varphi_{i,out}$ entro certi limiti e poi moltiplicare l'intera equazione della curva caratteristica per $\delta_i(t)$.

Tuttavia così facendo $\varphi_{i,out}$ non assumerebbe valore nullo a impianto spento ($\delta_i = 0$), e di ciò bisogna tener conto nelle equazioni di bilancio (da 4.9 a 4.13), moltiplicando ciascun $\varphi_{i,out}$ per il corrispondente $\delta_i(t)$.

1.3 Problema di ottimizzazione

Il problema di ottimizzazione può essere classificato come:

- Problema di ottimizzazione del solo funzionamento (la cosiddetta *operation*);
- Problema di ottimizzazione del design.

1. Struttura dei problemi MINLP e MILP

In un problema di ottimizzazione della modalità operativa si ha in generale a che fare con un insieme di unità già esistenti e di cui si vuole programmare il funzionamento in relazione ad un determinato obiettivo, ad esempio la minimizzazione dei costi operativi oppure delle emissioni in una data finestra temporale T .

Invece l'ottimizzazione del design si traduce nella ricerca del numero, della tipologia, della taglia e delle interconnessioni di un insieme di tecnologie proposte in un modello, sempre in relazione ad una data funzione obiettivo quale ad esempio la minimizzazione dei costi totali, inclusi quelli di investimento.

Per ottenere un design ottimo in grado di soddisfare la domanda dell'utente e tutti i vincoli associati alle caratteristiche operative degli elementi del sistema e alla disponibilità di risorse primarie, l'ottimizzazione del design è effettuata in combinazione all'ottimizzazione del funzionamento di ciascuna unità.

Per decidere l'inclusione o l'esclusione nella configurazione ottima di una delle unità proposte nell'insieme iniziale del modello si utilizza una variabile binaria β_i (costante nel periodo T di analisi). Questa nuova variabile è legata alla variabile binaria $\delta_i(t)$ (funzione del tempo), la quale determina lo stato on/off dell'unità:

$$\delta_i(t) \leq \beta_i \quad (4.27)$$

Quando β_i è uguale a 0, δ_i è sempre uguale a 0, ovvero l'unità non è inclusa e non contribuisce alla generazione di potenza nel periodo T . Se invece β_i è uguale a 1, l'unità è inclusa nella configurazione ottima e l'equazione 4.27 le consente di essere accesa ($\delta_i = 1$) o spenta ($\delta_i = 0$).

La taglia delle tecnologie di conversione (φ_{i,out_1}^{MAX}) non è inclusa nell'insieme di variabili di decisione per il design poiché in genere i costruttori forniscono cataloghi con potenze nominali specifiche.

Per quanto riguarda le unità solari (impianti di tipo fotovoltaico e solare termico), costituite dall'assemblaggio di molteplici piccoli componenti, le prestazioni sono quasi indipendenti dal numero di elementi che le costituiscono, mentre dipendono solo dalle loro caratteristiche (ad esempio i materiali delle celle fotovoltaico). Pertanto la loro taglia può essere lasciata libera di variare, senza utilizzare variabili binarie β_i .

Analogamente non ci sono variabili binarie per le scelte di design relative ai sistemi di accumulo: la loro taglia Φ_i^{MAX} non è fissata ma è una conseguenza diretta della procedura di ottimizzazione in accordo alla strategia operativa ottima del sistema

1. Struttura dei problemi MINLP e MILP

complessivo. Una capacità ottima uguale a 0 corrisponde ovviamente all'esclusione dell'unità dalla configurazione ottima.

Il problema di ottimizzazione può essere, in generale, formulato come segue:

$$\max Z(T) = Z(y_D, y_O(t))_T \quad (4.28)$$

$$g(Y_D, y_O(t)) = 0 \quad (4.29)$$

$$f(Y_D, y_O(t)) \geq 0 \quad (4.30)$$

dove y_D e $y_O(t)$ sono i vettori di variabili di decisione relative rispettivamente al design (D) e alla modalità operativa (O), $Z(y_D, y_O(t))_T$ è la funzione obiettivo e $g(Y_D, y_O(t)) = 0$ e $f(Y_D, y_O(t)) \geq 0$ rappresentano i vincoli di uguaglianza e disuguaglianza del sistema.

Vincoli Tra i vincoli del problema g e f rientrano le equazioni di bilancio e delle mappe caratteristiche prima viste, nonché vincoli addizionali legati all'obiettivo che si vuole perseguire o di altro tipo (ad esempio vincoli di spazio).

Tra le disuguaglianze va inoltre inclusa la massima rampa di carico (4.31):

$$\frac{d\varphi_{i,out_1}(t)}{dt} \leq \Delta\varphi_{i,out_1}^{MAX} \quad (4.31)$$

essendo $\Delta\varphi_{i,out_1}^{MAX}$ il massimo tasso di incremento o diminuzione dell'output principale dell'unità.

Per evitare soluzioni che non siano fattibili o che possano comportare malfunzionamento (da stress termico eccessivo o funzionamento intermittente), si inseriscono anche i minimi tempi di attività e inattività delle tecnologie di conversione (eq. 4.32-4.35). Si noti che queste ultime equazioni non valgono per le unità solari, eoliche o idroelettriche.

$$(\Delta t_{i,DT}(t) = (\Delta t_{i,DT}(t-1) + \Delta t) \cdot (1 - \delta(t)) \quad (4.32)$$

$$(\delta_i(t) - \delta(t-1)) \cdot (\Delta t_{i,DT}(t) - \Delta t_{i,DT}^{MIN}) \geq 0 \quad (4.33)$$

$$(\Delta t_{i,UT}(t) = (\Delta t_{i,UT}(t-1) + \Delta t) \cdot (1 - \delta(t)) \quad (4.34)$$

$$(\delta_i(t) - \delta(t-1)) \cdot (\Delta t_{i,UT}(t) - \Delta t_{i,UT}^{MIN}) \geq 0 \quad (4.35)$$

Le equazioni 4.32 e 4.34 incrementano rispettivamente il tempo di inattività ($\Delta t_{i,DT}(t)$) e attività ($\Delta t_{i,UT}(t)$) dell'unità i di un'ora (Δt) per ogni Δt in cui l'unità

1. Struttura dei problemi MINLP e MILP

rimane spenta ($\delta_i(t-1) = \delta_i(t) = 0$) o accesa ($\delta_i(t-1) = \delta_i(t) = 1$). Le equazioni 4.33 e 4.35 assicurano che l'unità i modifichi il proprio stato (da spento ad acceso e viceversa) solo quando si siano espletati i minimi tempi di inattività ($\Delta t_{r,DT}^{MIN}$) e attività ($\Delta t_{r,UT}^{MIN}$). Tutte le relazioni da 4.32 a 4.35 includono prodotti tra incognite dipendenti dal tempo. Per mantenere il modello lineare, queste equazioni possono essere linearizzate attraverso diversi metodi, tra cui quello di Glover [48], richiedendo l'utilizzo di variabili ausiliarie.

Le variabili decisionali per il design (y_D , a valori costanti nel periodo T) sono le variabili binarie β_i e le capacità degli accumuli Φ_i^{MAX} .

Le variabili decisionali per il funzionamento ($y_O(t)$) sono variabili reali che definiscono il carico di ciascuna tecnologia di conversione o accumulo ($\varphi_{i,out}(t)$) e le variabili binarie $\delta_i(t)$.

Quando la procedura di ottimizzazione è limitata al solo funzionamento del sistema, β_i e Φ_i^{MAX} sono parametri fissati, mentre $\varphi_{i,out}(t)$ e $\delta_i(t)$ sono liberi di variare.

Nel caso di fonti non dispacciabili, le variabili operative delle relative unità (solare, eolico e idroelettrico ad acqua fluente) non sono incluse nel set di variabili di decisione, ma costituiscono degli input per il problema di ottimizzazione. In altri termini, i modelli delle unità sono risolti indipendentemente dal problema di ottimizzazione, e le loro relazioni caratteristiche non appaiono tra i vincoli g e f . Le variabili binarie β_i restano tra le variabili di decisione in modo tale da consentire alla procedura di ottimizzazione l'inclusione o l'esclusione delle suddette unità dalla configurazione finale.

Funzione obiettivo La funzione obiettivo $Z(y_D, y_O(t))_T$ determina, come suggerisce il nome, lo scopo della procedura di ottimizzazione. Il problema 4.30 può essere impostato indifferentemente sia come una minimizzazione che come una massimizzazione.

Gli obiettivi a cui si può pensare di puntare nell'ambito dell'ottimizzazione degli HPS sono principalmente relativi ad aspetti di tipo economico (ad esempio la minimizzazione dei costi, su cui la maggior parte dei lavori in letteratura si concentra), ambientale (minimizzazione delle emissioni, studio sulla sostenibilità del sistema), o di valutazione dell'affidabilità.

L'ottimizzazione può essere anche multi-obiettivo, ovvero considerare più aspetti, spesso contrastanti (in genere per quanto riguarda gli aspetti economici e ambientali), ricercando le soluzioni di trade-off migliori.

1. Struttura dei problemi MINLP e MILP

Nella metodologia impostata da Rech [45] è riportato l'esempio di una massimizzazione del profitto derivante dal sistema complessivo. I fattori da considerare in questo caso sono:

- *Ricavi:*

1. Flussi $\varphi_{UD,in_p}(t)$ venduti agli utenti ai prezzi unitari $p_{UD,in_p}(t)$ ([€/kWh]). I prezzi possono essere costanti o variabili nel periodo T in relazione al contratto di vendita e alle *feed-in-tariffs* stabilite dalla legge;
2. Incentivi $s_{i,out_q}(t)$ per supportare la generazione (*feed-in-tariffs* premio come i certificati verdi) di specifici prodotti $\varphi_{i,out_q}(t)$. Gli incentivi sono dati in [€/kW · anno] per le tecnologie di conversione e in [€/kWh · anno] per quelle di accumulo;
3. Sussidi diretti e crediti d'imposta calcolati come prodotto tra la taglia del sistema di conversione $\varphi_{i,in}^{MAX}$ o unità di accumulo Φ_i^{MAX} che li ricevono e delle quote espresse in per unità s_i . Tipicamente questi s_i vengono forniti su base annua, per cui è necessario moltiplicare quanto ottenuto di sopra anche per la durata del periodo di ottimizzazione espressa in anni $T^{[y]}$. Ovviamente se le unità incentivate non rientrano nella configurazione ottima, il prodotto con la variabile di selezione β_i ne esclude il contributo economico.

- *Spese:*

1. Consumi dei flussi dalle fonti primarie $\varphi_{amb,out_q}(t)$ (si pensi ai combustibili) al costo unitario $c_{amb,q}(t)$ ([€/kWh]), variabile in base ai contratti stabiliti;
2. Costi $c_{losses,r}(t)$ relativi alle emissioni dei flussi $\varphi_{losses,r}(t)$, regolamentati dalle direttive sullo scambio di emissioni e dal mercato (ad esempio il mercato sulle quote di CO_2 [49]);
3. Costi di funzionamento e manutenzione (*O&M, Operation and Maintenance*), che dipendono sia dalla taglia che del profilo di attività degli impianti. Possono pertanto essere modellati da una quota fissa $c_{O\&M,i}$ dipendente dalla taglia e da una quota variabile $C_{O\&M,i}$ che dipende dal funzionamento della macchina nella configurazione ottima nel periodo T ($\varphi_{i,in}^*(\forall t \in [0, T])$). Vista la dipendenza di questi contributi da termini relativi alla configurazione ottima e quindi incogniti, sarebbe necessario

ipotizzarne dei valori iniziali e poi iterare fino a convergenza degli stessi. Per evitare ciò, assumendo che il profilo dei carichi non mostri frequenti e improvvise variazioni, si può incorporare la quota variabile nella quota fissa annuale. Come fatto per gli incentivi, i costi $O\&M$ vengono moltiplicati per la variabile binaria associata β_i .

4. I costi di start-up sono calcolati moltiplicando il numero totale degli stessi nel periodo T ($N_{i,SU}$) per il relativo costo ($C_{i,SU}$). Il numero di start-up degli impianti cogenerativi e delle caldaie può essere calcolato tramite l'ausilio di una variabile binaria aggiuntiva $\sigma_i(t)$:

$$\delta_i(t-1) - \delta_i(t) + \sigma_i(t) \geq 0 \quad (4.36)$$

L'equazione 4.36 costringe $\sigma_i(t)$ ad assumere valore unitario solo quando $\delta_i(t-1) = 0$ e $\delta_i(t) = 1$, ovvero quando è accesa, e a rimanere pari a 0 in caso contrario. Il numero totale di start-up è quindi $N_{i,SU} = \sum_{t=0}^T \sigma_i(t)$;

5. Costi di ammortamento per l'acquisto e l'installazione delle unità, calcolate come prodotto tra la taglia dell'elemento considerato e la relativa quota annuale di ammortamento per unità di capacità (a_j).

I dati di input per l'ottimizzazione sono:

- Il profilo temporale delle proprietà intensive ed estensive nel vettore $x_i(t)$;
- Il profilo temporale delle domande dell'utente $\varphi_{UD,in_q}(t)$;
- Disponibilità delle fonti primarie $\varphi_{amb,out_p}^{MAX}$ e profili di generazione dalle fonti non spacciabili;
- Tutti i prezzi, costi, incentivi e quote di ammortamento;
- Massimo e minimo carico $\varphi_{i,in}^{MAX}$ e $\varphi_{i,in}^{MIN}$ e gli altri parametri utilizzati per modellare il comportamento delle unità di conversione appartenenti all'insieme predefinito di unità disponibili.
- Efficienze "round-trip" η_{RT} degli elementi di accumulo.

Questo approccio si presta bene anche all'utilizzo di input aventi base stocastica, essendo possibile inserire direttamente tra gli input del modello gli scenari più probabili [50].

2. Modello MILP di base senza accumulo

Il problema di ottimizzazione si qualifica come un problema MINLP dinamico per via dell'inclusione delle variabili binarie β_i e $\delta_i(t)$ e di vincoli in cui ciascun intervallo dt è connesso a quello precedente.

Per ridurre lo sforzo computazionale è necessario, come preannunciato, linearizzare tutte le relazioni non lineari trasformando il problema MINLP in MILP. Il numero di variabili resta comunque molto elevato, ad esempio per un set che include dieci unità di produzione di energia elettrica, dieci unità di produzione di calore, dieci impianti cogenerativi e unità di accumulo sia elettrico che termico, per una simulazione su un anno il numero di variabili decisionali sarebbe superiore a 630000 [45].

Sono quindi possibili ulteriori semplificazioni, come quella di suddividere il problema in due parti. Inizialmente il design ottimo viene calcolato per un periodo ridotto \tilde{T} rappresentativo del periodo complessivo T (ad esempio per pochi giorni caratteristici invece di un intero anno); successivamente i valori ottimi risultanti delle variabili di design $\bar{\beta}_i^*$ e $\bar{\phi}_i^{*MAX}$ vengono impiegati per ottimizzare nel periodo complessivo T il solo funzionamento della configurazione ottenuta precedentemente.

Quindi nel primo step la semplificazione consiste in un minor numero di istanti temporali considerato, mentre nella seconda parte nel fatto che le variabili di design risultano fissate e le unità escluse dalla configurazione ottima non vengono calcolate. Ciò comporta una scelta molto delicata dei valori di input nel periodo ridotto \tilde{T} , avendo questi una forte influenza sul design del sistema.

2 Modello MILP di base senza accumulo

Si riporta ora, a titolo di esempio, l'ottimizzazione del funzionamento di un sistema costituito da un motore a combustione interna da 40 kW alimentato a gas, una caldaia da 90 kW e una turbina a gas da 30 kW. L'obiettivo è l'ottimizzazione del funzionamento con minimizzazione dei costi nella finestra temporale inizialmente considerata di quattro ore. Lo schema generale del sistema è riportato in fig. 4.1.

Come preannunciato nell'introduzione, il modello è realizzato in codice Python e utilizza il solver Gurobi per la risoluzione del problema di ottimizzazione.

Il primo passo è la definizione degli input noti in Python, che in questo caso sono:

- *Scalari:*
 1. Costo del gas $c_{gas} = 0.075\text{€/kWh}$;

2. Modello MILP di base senza accumulo

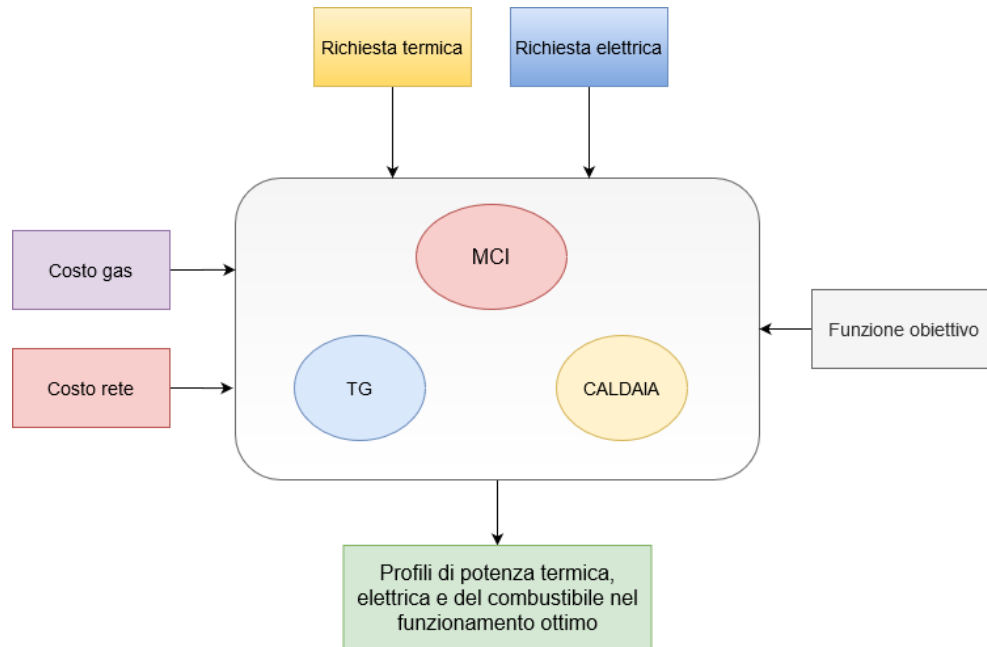


Figura 4.1: Schematizzazione degli input e degli output del sistema. Il modello contiene le caratteristiche delle unità che legano la potenza termica e la potenza del combustibile alla potenza elettrica prodotta, i bilanci di potenza complessiva e i vincoli di carico minimo e massimo. Ad esso si impone una certa funzione obiettivo da ottimizzare e vengono dati degli input noti, in questo caso i costi del combustibile, dell'energia elettrica prelevata dalla rete e le domande dell'utenza. Al termine della procedura di ottimizzazione il modello restituisce i valori di potenza ottimale da ciascuna unità.

2. Costo dell'energia prelevata dalla rete $c_{rete} = 0.7\text{€/kWh}$;

• *Vettoriali:*

1. Domanda di potenza elettrica $P_{utenza} = [20, 60, 50, 10]$;

2. Domanda di potenza termica $Q_{utenza} = [30, 90, 80, 40]$;

I profili di potenza richiesta dall'utenza hanno andamento a gradino nelle 4 ore considerate, come raffigurato nel grafico di fig. 4.2.

A questo punto entrano in gioco le funzionalità di Gurobi. Dopo aver richiamato il modello, denominato m con il comando `m=Model('nome')`, si definiscono le variabili incognite dello stesso con `m.addVars` inserendo:

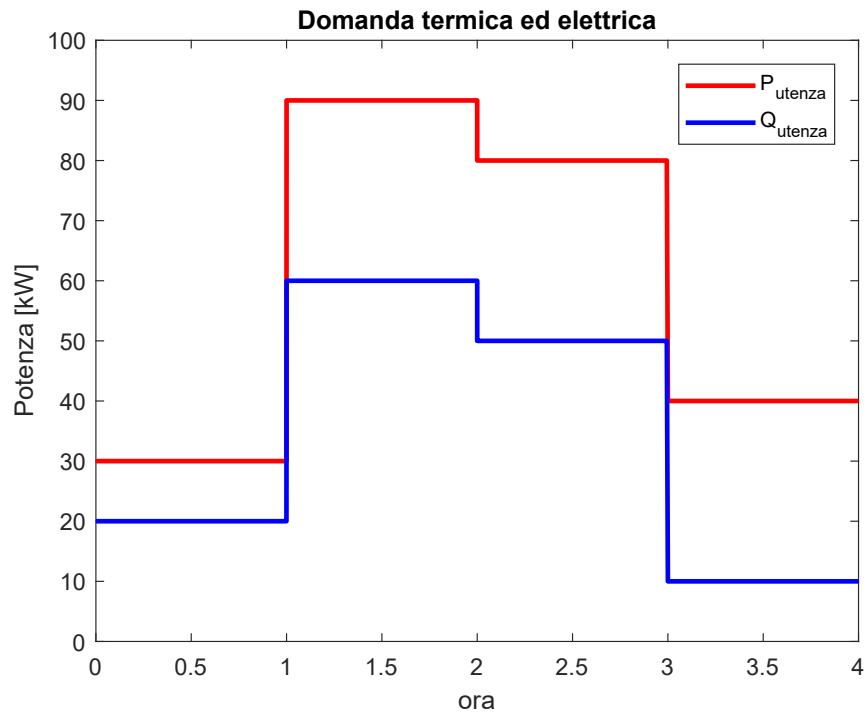


Figura 4.2: Profilo a gradini delle domande dell'utenza.

- *Numero di elementi del vettore*, nel caso considerato pari al numero di intervalli di tempo (fatta eccezione per le unità descritte da equazioni differenziali, che richiedono un elemento in più);
- *Eventuali limiti inferiore e superiore della grandezza*: lower boundary **lb** e upper boundary **ub**;
- *Tipologia di variabile*: se continua (`vtype=GRB:CONTINUOUS`) oppure binaria (`vtype=GRB:BINARY`);
- *Nome della variabile*.

Le variabili binarie sono i tre δ di cui all'equazione 4.2, determinanti lo stato on/off del motore, della turbina e della caldaia in funzione del soddisfacimento o meno delle domande dell'utenza da parte del sistema complessivo. Non sono invece

2. Modello MILP di base senza accumulo

presenti i β dell'equazione 4.27 essendo in questo caso inclusi tutti gli elementi della superstruttura al fine di determinarne il funzionamento ottimo.

Le grandezze vettoriali incognite di tipo continuo sono invece:

1. la potenza elettrica erogata dal motore a combustione interna P_{MCI} ;
2. la potenza elettrica erogata dalla turbina a gas P_{TG} ;
3. la potenza termica erogata dal motore a combustione interna Q_{MCI} ;
4. la potenza termica recuperata dalla turbina a gas Q_{TG} ;
5. la potenza termica fornita dalla caldaia Q_C ;
6. la potenza del combustibile per il motore F_{MCI} ;
7. la potenza del combustibile per la turbina a gas F_{TG} ;
8. la potenza del combustibile per la caldaia F_C ;
9. la potenza elettrica prelevata dalla rete P_{rete} .

A questo punto si possono definire la funzione obiettivo e i vincoli del problema di ottimizzazione secondo la forma dell'equazione 4.30.

Funzione obiettivo L'obiettivo si definisce tramite la funzione `m.setObjective(equation, GUROBI.MINIMIZE)`; in questo caso esso è costituito dalla minimizzazione del costo operativo, ovvero la somma dei costi del combustibile e della potenza prelevata dalla rete:

$$\min \sum_{\forall t} [F_{MCI}(t) \cdot c_{gas} \cdot \Delta t + F_{TG}(t) \cdot c_{gas} \cdot \Delta t + F_C(t) \cdot c_{gas} + P_{rete}(t) \cdot c_{rete} \cdot \Delta t] \quad (4.37)$$

I Δt nell'equazione 4.37 corrispondono a un'ora e possono pertanto essere sottintesi, avendo le potenze in ciascun intervallo lo stesso valore numerico dell'energia (espressa in kWh).

Vincoli I vincoli, aggiunti con la funzione `m.addConstrs`, sono dati dai bilanci complessivi di potenza elettrica e termica:

$$P_{MCI}(t) \cdot \delta_{MCI}(t) + P_{TG}(t) \cdot \delta_{TG}(t) + P_{rete}(t) = P_{utenza}(t) \quad (4.38)$$

$$Q_{MCI}(t) + Q_{TG}(t) + Q_C(t) \cdot \delta_C(t) = Q_{utenza}(t) \quad (4.39)$$

e dalle curve caratteristiche delle unità (scritte nella forma alternativa dell'eq. 4.25), che permettono come preannunciato di evitare l'utilizzo dei bilanci di massa:

$$F_{MCI}(t) = (2.778 \cdot P_{MCI}(t) + 24.15) \cdot \delta_{MCI}(t) \quad (4.40)$$

$$Q_{MCI}(t) = (3.15 \cdot P_{MCI}(t) - 40.49) \cdot \delta_{MCI}(t) \quad (4.41)$$

$$F_{TG}(t) = (P_{TG}(t)/0.26) \cdot \delta_{TG}(t) \quad (4.42)$$

$$Q_{TG}(t) = (2 \cdot P_{TG}(t)) \cdot \delta_{TG}(t) \quad (4.43)$$

$$F_C(t) = (1.0886 \cdot Q_C(t) - 1.0375) \cdot \delta_C(t) \quad (4.44)$$

Si noti che i termini δ_{MCI} e δ_{TG} non compaiono nell'equazione di bilancio dei flussi di energia termica 4.39, essendo questi ultimi già correlati alle potenze elettriche nelle equazioni 4.41 e 4.43.

Le caratteristiche per il motore a combustione interna e per la caldaia sono ricavate da dati presi da catalogo, mentre per la turbina a gas si suppone per ora, a titolo esemplificativo, un rendimento elettrico medio di 0.26 ed una potenza termica sempre pari al doppio di quella elettrica.

Infine, le condizioni di carico minimo per il funzionamento in off-design e di carico massimo (definito dalla taglia dell'unità) sono espresse dai vincoli aggiuntivi:

$$P_{MCI}(t) \geq P_{MCI,min} \cdot \delta_{MCI}(t) = 20 \cdot \delta_{MCI}(t) \quad (4.45)$$

$$P_{MCI}(t) \leq P_{MCI,max} \cdot \delta_{MCI}(t) = 40 \cdot \delta_{MCI}(t) \quad (4.46)$$

$$P_{TG}(t) \geq P_{TG,min} \cdot \delta_{TG}(t) = 10 \cdot \delta_{TG}(t) \quad (4.47)$$

$$P_{TG}(t) \leq P_{TG,max} \cdot \delta_{TG}(t) = 30 \cdot \delta_{TG}(t) \quad (4.48)$$

$$Q_C(t) \geq Q_{C,min} \cdot \delta_C(t) \quad (4.49)$$

A tal proposito si sottolinea che non è possibile impostare il carico minimo direttamente come limite inferiore nella definizione delle variabili, poiché ciò comporterebbe

un valore non nullo dell'output anche in caso di unità spenta ($\delta = 0$). D'altra parte si può utilizzare il limite inferiore per imporre la condizione di non negatività della potenza ($1b=0$).

Relativamente ai vincoli si segnala un'importante funzionalità di Gurobi, ovvero la possibilità di includere dei cicli `for` direttamente nelle espressioni. Pertanto, ogni vincolo nel codice si conclude con un ciclo del tipo `for t in range(4)`, che permette l'elaborazione dei vincoli nell'insieme dei 4 intervalli di tempo definiti.

A questo punto è possibile risolvere il problema di ottimizzazione lanciando il comando `m.optimize()`.

Risultati Il valore ottimo della funzione obiettivo risulta pari a 47.88 €.

I risultati sono illustrati in fig. 4.3 fig. 4.4 e riportati in tabella 4.1.

Osservando il totale della potenza generata, si vede come l'impostazione dei vincoli fa sì che siano soddisfatte esattamente sia la domanda elettrica e la domanda termica, ovvero la modalità operativa risultante consente di evitare surplus di produzione di potenza.

In particolare si ha che la domanda elettrica è soddisfatta dalla sola microturbina nella prima e nella quarta ora, e la restante quota della domanda termica è, come prevedibile, soddisfatta dalla caldaia. Infatti tale deficit di potenza (20 kW) non potrebbe essere compensato dal motore a combustione interna in quanto comporterebbe la necessità di produrre un quantitativo aggiuntivo di potenza elettrica, violando così i bilanci del modello.

Nel secondo e nel terzo intervallo invece, dove entrambe le domande assumono valori più elevati, si vedono operare contemporaneamente il motore e la turbina. La richiesta termica è interamente soddisfatta dalle due unità, ma la potenza elettrica risultante da tale produzione non è sufficiente, per cui viene integrata dalla potenza elettrica proveniente dalla rete.

Infine è opportuno sottolineare come il prelievo di potenza dalla rete sia ridotto al minimo, solo nella seconda e terza ora, visto il forte impatto sul costo per via dell'elevato c_{rete} impostato. Allo stesso tempo però il prelievo è praticamente inevitabile, così come l'utilizzo della caldaia, vista la rigidità dei vincoli di bilancio di fronte a una domanda fortemente variabile.

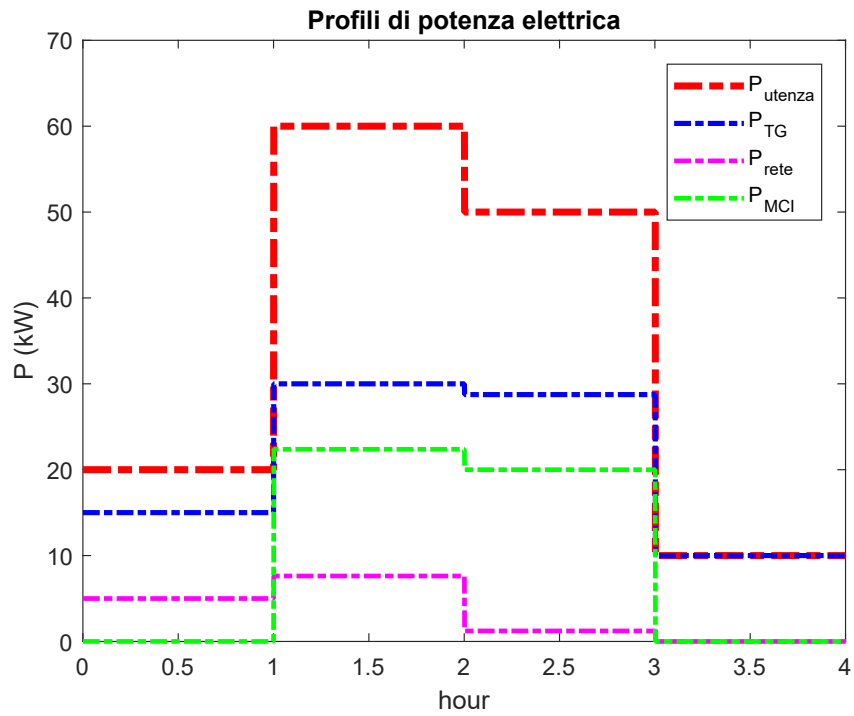


Figura 4.3: Profili di potenza elettrica nel regime di funzionamento ottimo.

Potenza [kW]	Ora 1	Ora 2	Ora 3	Ora 4
P_{TG}	15	30	28.745	10
Q_{TG}	30	60	57.49	20
F_{TG}	57.69	115.39	110.56	38.46
P_{MCI}	0	22.38	20	0
Q_{MCI}	0	30	22.51	0
F_{MCI}	0	86.32	79.71	0
Q_C	0	0	0	20
F_C	0	0	0	20.73
P_{rete}	5	7.62	1.26	0

Tabella 4.1: Risultati per il funzionamento ottimo.

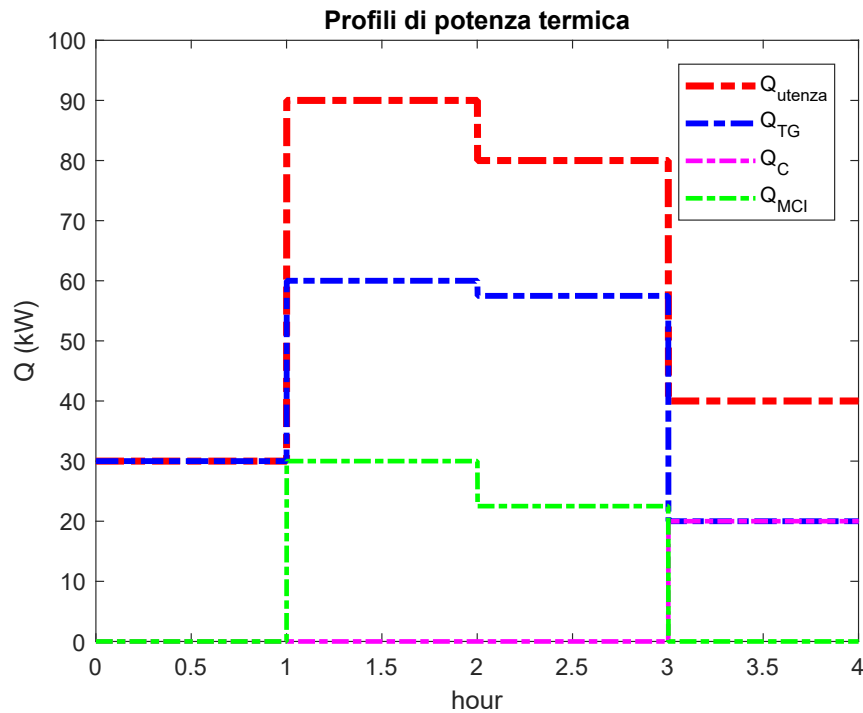


Figura 4.4: Profili di potenza termica nel regime di funzionamento ottimo.

2.1 Validazione del modello

Enunciate la struttura del modello di base e le sue caratteristiche principali, si procede ora alla sua validazione, ovvero alla verifica che il valore ottimo della funzione obiettivo sia effettivamente più basso di quelli ottenibili da altre configurazioni.

Per fare ciò si ricorre a due semplificazioni, cosicché sia più agevole distinguere il caso in cui una soluzione sia esclusa da un vincolo dal caso in cui essa sia esclusa dal criterio del costo minimo:

- Eliminazione dei vincoli di carico minimo: in questo modo è possibile utilizzare sempre qualsiasi tipo di tecnologia per soddisfare i deficit di domanda (rispettando però comunque il limite superiore di potenza imposto dalla taglia);
- Sostituzione del segno di uguaglianza nei bilanci di potenza con un segno di “ \geq ”: in altri termini sono consentiti dei surplus di produzione di potenza. Ad esempio, volendo sopperire alla domanda termica non soddisfatta dal turbogas

2. Modello MILP di base senza accumulo

con il motore, è possibile farlo senza dover verificare che la potenza elettrica co-generata superi intanto la richiesta elettrica. Si tenga presente che un approccio di questo tipo non si presta bene ad una reale ottimizzazione del funzionamento di un impianto esistente, soprattutto se privo di sistemi di accumulo, in quanto probabilmente comporterebbe delle dissipazioni di energia, e pertanto la si effettua a puro scopo illustrativo.

Il valore ottimo della funzione obiettivo del problema così formulato è di 39.153 €, mentre i valori di potenza della configurazione risultante sono riportati in tabella 4.2.

Potenza [kW]	Ora 1	Ora 2	Ora 3	Ora 4
P_{TG}	0	40	40	0
Q_{TG}	40	40	20	20
F_{TG}	76.92	76.92	38.46	38.46
P_{MCI}	0	40	40	0
Q_{MCI}	0	85.51	85.51	0
F_{MCI}	0	135.27	135.27	0
Q_C	0	0	0	20
F_C	0	0	0	20.73
P_{rete}	0	0	0	0

Tabella 4.2: Risultati per il funzionamento ottimo del modello modificato.

Si può quindi fare un confronto di costo rispetto alle seguenti situazioni:

1. Utilizzo solo della rete elettrica e della caldaia: il costo complessivo è in tal caso di 117.28 €;
2. Utilizzo del motore con priorità il soddisfacimento della domanda elettrica (tab. 4.3);
3. Utilizzo del motore con priorità il soddisfacimento della domanda termica (tab. 4.4);
4. Utilizzo della turbina con priorità il soddisfacimento della domanda elettrica (tab. 4.5);

2. Modello MILP di base senza accumulo

5. Utilizzo della turbina con priorità il soddisfacimento della domanda termica (tab. 4.6);

In particolare, i casi da 2 a 4 comprendono altri tre sottocasi per rispondere alle rimanenti quote delle domande:

1. Utilizzo della caldaia e della rete;
2. Utilizzo della caldaia, della rete e del turbogas (o motore) per sopperire al deficit di potenza elettrica (*TG (o MCI) per $\Delta P + \text{rete} + \text{caldaia}$* nelle tabelle);
3. Utilizzo della caldaia, della rete e del turbogas (o motore) per sopperire al deficit di potenza termica (*TG (o MCI) per $\Delta Q + \text{rete} + \text{caldaia}$* nelle tabelle).

	Costo totale [€]
MCI+ rete + caldaia	94.99
MCI+ TG per $\Delta P + \text{rete} + \text{caldaia}$	66.80
MCI+ TG per $\Delta Q + \text{rete} + \text{caldaia}$	76.85

Tabella 4.3: Confronto costi totali sostenuti dando come priorità al motore il soddisfacimento della domanda elettrica ($P_{MCI}=[20 \ 40 \ 40 \ 10]$ per i quattro intervalli di tempo, nel rispetto della taglia del motore).

	Costo totale [€]
MCI+ rete + caldaia	83.33
MCI+ TG per $\Delta P + \text{rete} + \text{caldaia}$	55.40
MCI+ TG per $\Delta Q + \text{rete} + \text{caldaia}$	67.52

Tabella 4.4: Confronto costi totali sostenuti dando come priorità al motore il soddisfacimento della domanda termica ($Q_{MCI}=[30 \ 85.51 \ 85.51 \ 40]$ per i quattro intervalli di tempo, nel rispetto della taglia del motore).

Osservando i risultati, si vede come il valore ottimo sia difatti di gran lunga minore rispetto a quello di tutte le configurazioni proposte.

Tra le situazioni non ottime, le migliori sono quelle di utilizzo del motore e della turbina dando priorità alla produzione di potenza elettrica. In tal modo si abbassa

2. Modello MILP di base senza accumulo

	Costo totale [€]
TG + rete + caldaia	105.53
TG+ MCI per ΔP + rete+ caldaia	56.84
TG+ MCI per ΔQ + rete+ caldaia	63.54

Tabella 4.5: Confronto costi totali sostenuti dando come priorità alla turbina il soddisfacimento della domanda elettrica ($P_{TG}=[20\ 30\ 30\ 10]$ per i quattro intervalli di tempo, nel rispetto della taglia della turbina).

	Costo totale [€]
TG+ rete + caldaia	98.04
TG+ MCI per ΔP + rete+ caldaia	66.29
TG+ MCI per ΔQ + rete+ caldaia	72.32

Tabella 4.6: Confronto costi totali sostenuti dando come priorità alla turbina il soddisfacimento della domanda termica ($Q_{TG}=[30\ 60\ 60\ 40]$ per i quattro intervalli di tempo, nel rispetto della taglia della turbina).

infatti la componente di potenza prelevata dall'esterno, che come detto rappresenta una componente di costo preponderante. Ciò è evidente anche dal fatto che, come si vede in tabella 4.2, nella configurazione ottima si evita del tutto il prelievo di potenza dalla rete e si preferisce piuttosto usare il motore o la turbina avendo dei surplus, come appare evidente in fig. 4.5 e fig. 4.6.

Un'altra conseguenza diretta di quanto detto è che la situazione in cui non si faccia cogenerazione, ovvero si utilizzino solo la caldaia e la rete, sia quella più costosa.

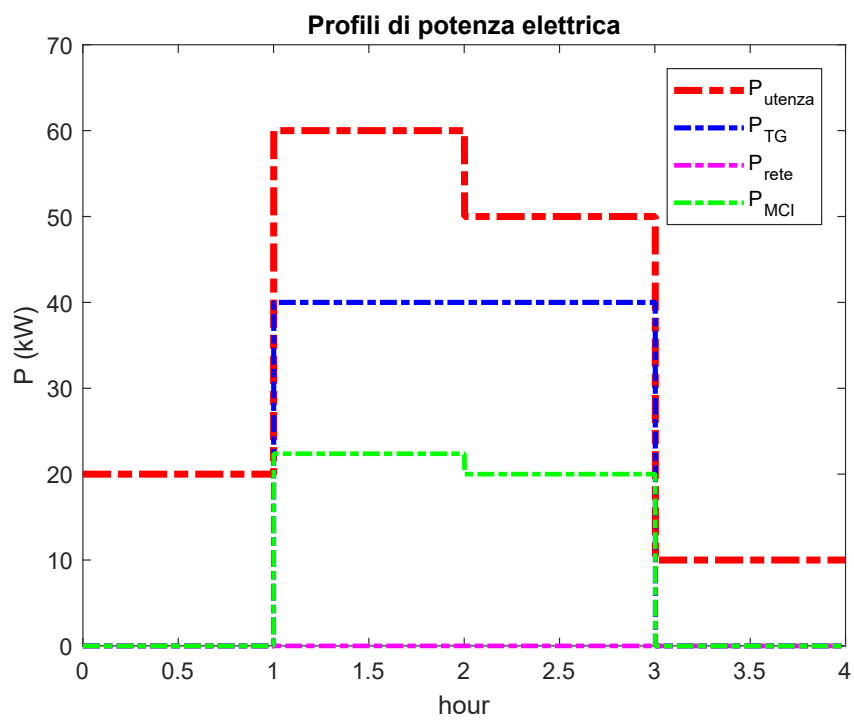


Figura 4.5: Profili di potenza elettrica nel regime di funzionamento ottimo del modello modificato.

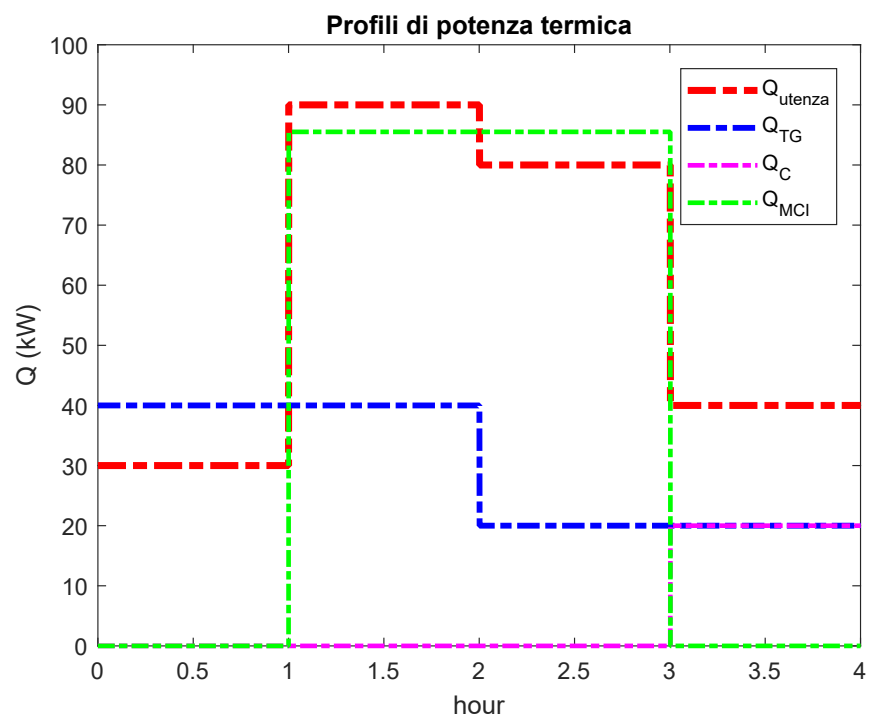


Figura 4.6: Profili di potenza termica nel regime di funzionamento ottimo del modello modificato.

3 Caso di accumulo termico con capacità variabile

Riprendendo il modello originale, comprendente vincoli di carico minimo e segno di uguaglianza nel bilancio di potenza, si considera ora il caso in cui il sistema comprenda anche un accumulo, la cui capacità è lasciata libera di variare.

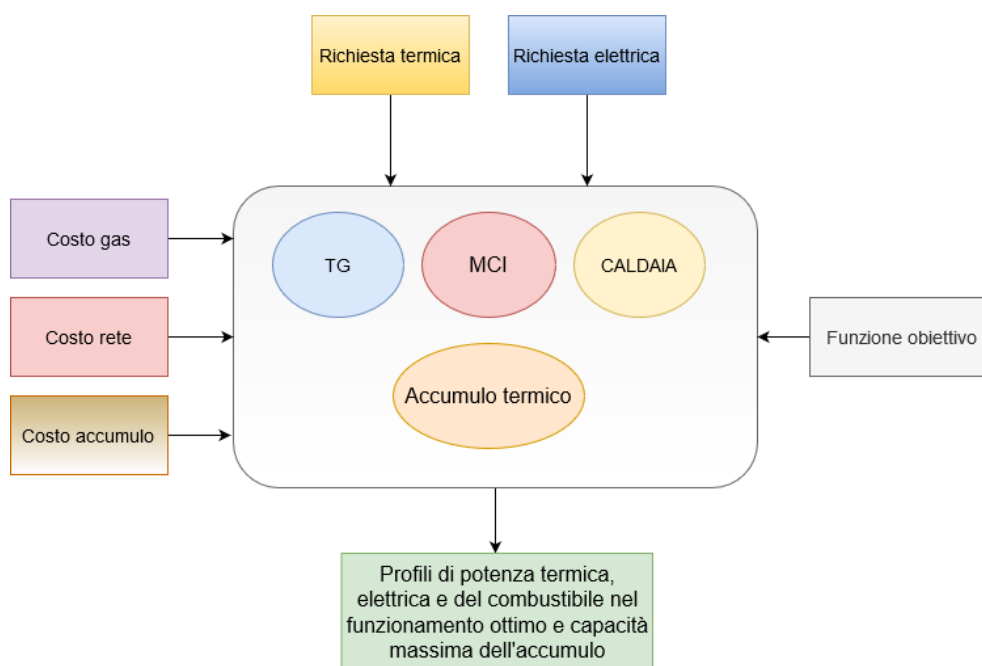


Figura 4.7: Schematizzazione degli input e degli output del sistema con accumulo e capacità variabile. Rispetto al caso precedente il modello contiene anche i vincoli relativi all'accumulo e ha un input noto aggiuntivo dato dal costo dell'accumulo per kWh. La funzione obiettivo è modificata di conseguenza per tener conto di questo contributo aggiuntivo. Al termine della procedura di ottimizzazione il modello restituisce i valori di potenza ottimale da ciascuna unità e la capacità ottima da installare.

Ciò si traduce in una trasformazione del problema dalla determinazione del funzionamento ottimo in un problema di design, con l'obiettivo di individuare una capacità tale da garantire il costo minimo.

Inoltre la presenza di un elemento di accumulo fa sì che il modello diventi di tipo *dinamico*, ovvero che contenga equazioni differenziali che descrivono l'evoluzione dello

3. Caso di accumulo termico con capacità variabile

stato del sistema.

Alle variabili vettoriali incognite di tipo continuo discusse nella sezione precedente, vanno aggiunte la potenza termica dell'accumulo $P_{acc,th}$ e l'energia in esso accumulata $E_{acc,th}$.

Va inoltre definita come variabile scalare non nota di tipo continuo la massima capacità energetica del serbatoio $E_{max,th}$ [kWh_{th}]. Come già discusso presentando la struttura generale, pur essendo questo un problema di design non è necessario l'ausilio delle variabili binarie β poiché la capacità $E_{max,th}$ è già parte integrante del modello e viene determinata come conseguenza diretta dell'ottimizzazione in accordo alla strategia operativa ottima del sistema.

Infine, il costo dell'accumulo normalizzato rispetto alla taglia è pari a $c_{acc} = 0.00084 \text{ €/kWh}$.

Vincoli I vincoli aggiuntivi sono:

- Equazione di bilancio della potenza termica aggiornata con il termine $P_{acc,th}$:

$$Q_{MCI}(t) + Q_{TG}(t) + Q_C(t) \cdot \delta_C(t) + P_{acc,th}(t) = Q_{utenza}(t) \quad (4.50)$$

- Equazione di bilancio dell'accumulo nella forma dell'eq. 4.14:

$$E_{acc,th}(t+1) = E_{acc,th}(t) - P_{acc,th}(t) \quad (4.51)$$

anche qui l'omogeneità dell'unità di misura è garantita dall'utilizzo di intervalli di tempo orari e si sottintende il Δt che moltiplica la potenza;

- Vincoli di capacità massima (di tipo 4.20) e capacità minima (di tipo 4.21) sul contenuto energetico:

$$E_{acc,th}(t) \leq E_{max,th} \quad (4.52)$$

$$E_{acc,th}(t) \geq E_{max,th} \cdot 0.1 \quad (4.53)$$

si pone una minima quantità di energia pari al 10% di quella massima;

- Condizione iniziale di energia nel serbatoio, considerata pari a quella minima consentita:

$$E_{acc,th}(0) = 0.1 \cdot E_{max,th} \quad (4.54)$$

3. Caso di accumulo termico con capacità variabile

- Vincolo sul contenuto finale del serbatoio, che deve essere uguale a quello finale per la conservazione dell'energia nel tempo considerato:

$$E_{acc,th}(4) = E_{acc,th}(0) \quad (4.55)$$

Per il momento si trascurano invece le perdite.

Si noti che l'equazione 4.51 rappresenta la discretizzazione di un'equazione differenziale, pertanto a livello implementativo il vettore $E_{acc,th}$ deve contenere un elemento in più rispetto alle altre variabili del modello.

Funzione obiettivo Per quanto riguarda la funzione obiettivo, rispetto alla sezione precedente contiene il termine aggiuntivo $c_{acc} \cdot E_{max,th}$:

$$\min \sum_{\forall t} [F_{MCI}(t) \cdot c_{gas} \cdot \Delta t + F_{TG}(t) \cdot c_{gas} \cdot \Delta t + F_C(t) \cdot c_{gas} + P_{rete}(t) \cdot c_{rete} \cdot \Delta t + c_{acc} \cdot E_{max,th}] \quad (4.56)$$

Risultati Lanciando la simulazione si ottiene un valore della funzione obiettivo pari a 42.38 €. Quindi a parità di domanda, nell'intervallo considerato l'inserimento di un sistema di accumulo consente un risparmio di circa l'11.5 % rispetto al caso iniziale.

La taglia massima del serbatoio risultante è pari a $E_{max,th} = 22.22 \text{ kWh}$.

I risultati completi sono mostrati in tabella 4.7, e l'andamento delle potenze termiche ed elettriche è mostrato rispettivamente in fig. 4.8 e fig. 4.9.

I valori negativi delle $P_{acc,th}$ rappresentano i flussi di potenza entranti nel serbatoio, che derivano dai surplus di produzione del motore e della turbina, mentre quelli positivi vengono forniti dal serbatoio nel caso si debba sopperire ad un'insufficienza di offerta termica del motore o della turbina.

Nella particolare finestra temporale considerata la caldaia viene impiegata esclusivamente nel primo intervallo. Per rispettare il vincolo di capacità minima del serbatoio, una piccola parte di potenza termica prodotta è utilizzata per caricarlo.

Anche la richiesta elettrica dalla rete è minima, intervenendo questa solo nel solo secondo intervallo, dove la domanda è più alta, mentre nel caso senza accumulo essa era necessaria nelle prime tre ore. Grazie al serbatoio infatti, le richieste elettriche del primo, terzo e quarto intervallo possono essere soddisfatte dalle unità cogenerative, che nel frattempo vanno a "caricare" il serbatoio.

3. Caso di accumulo termico con capacità variabile

Grandezza	Ora 1	Ora 2	Ora 3	Ora 4	
P_{TG} [kW]	0	30	30	10	
Q_{TG} [kW]	0	60	60	20	
F_{TG} [kW]	0	115.39	115.39	38.46	
P_{MCI} [kW]	20	27.13	20	0	
Q_{MCI} [kW]	22.51	44.98	22.51	0	
F_{MCI} [kW]	79.71	99.53	79.71	0	
Q_C [kW]	10	0	0	0	
F_C [kW]	10.85	0	0	0	
P_{rete} [kW]	0	2.87	0	0	
$P_{acc,th}$ [kW]	-2.51	-14.98	-2.51	20	
E_{acc} [kWh]	2.22	4.73	19.71	22.22	2.22

Tabella 4.7: Risultati per il funzionamento ottimo del modello con accumulo e capacità variabile.

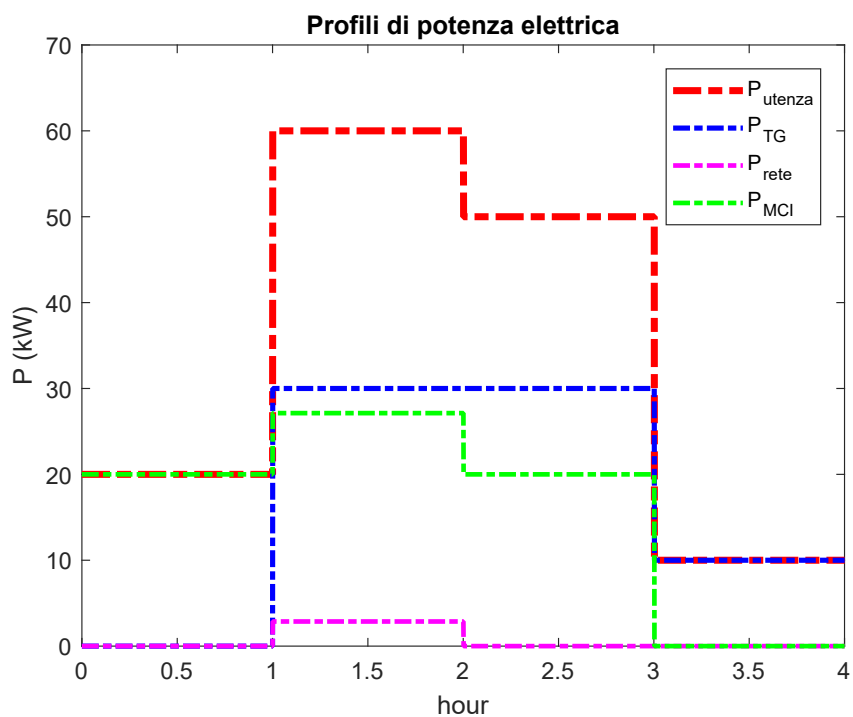


Figura 4.8: Profili di potenza elettrica nel regime di funzionamento ottimo.

3. Caso di accumulo termico con capacità variabile

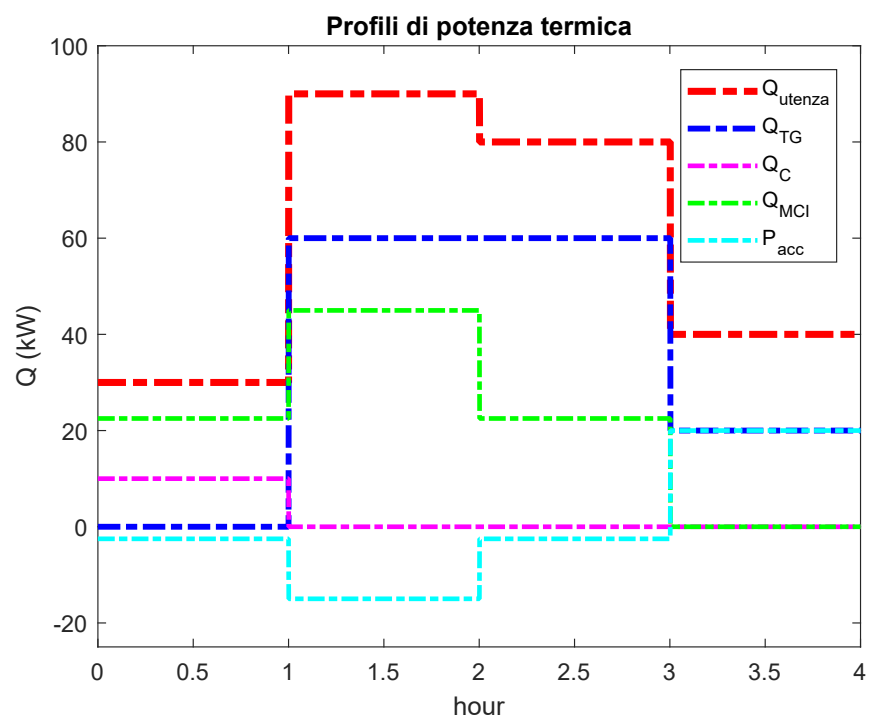


Figura 4.9: Profili di potenza termica nel regime di funzionamento ottimo.

4 Caso di accumulo con capacità variabile e rendimento

Si complica ora ulteriormente il sistema introducendo anche una modellazione delle perdite relative di carica e scarica del serbatoio.

Come primo passo si fissa a parametro un rendimento di accumulo η_{acc} per rappresentare il rapporto tra la potenza scaricata dal serbatoio e quella spesa per caricarlo. Questo rendimento rappresenta difatti quella che nella (4.18) è chiamata efficienza *round-trip* η_{RT} .

Quindi si scompone la potenza precedentemente chiamata $P_{acc,th}$ in due componenti: una potenza di carica dell'accumulo $P_{acc,th,c}$ e una di scarica $P_{acc,th,s}$, anch'esse grandezze vettoriali continue. Queste sono pari a:

$$P_{acc,th,c,disp}(t) = \frac{P_{acc,th,c}(t)}{\sqrt{\eta_{acc}}} \quad (4.57)$$

$$P_{acc,th,s}(t) = P_{acc,th,s,disp}(t) \cdot \sqrt{\eta_{acc}} \quad (4.58)$$

essendo $P_{acc,th,c,disp}(t)$ la potenza disponibile per la carica del serbatoio e $P_{acc,th,s,disp}(t)$ la potenza uscente dal serbatoio a monte delle perdite. Uno schema di sintesi è presentato in fig. 4.10.

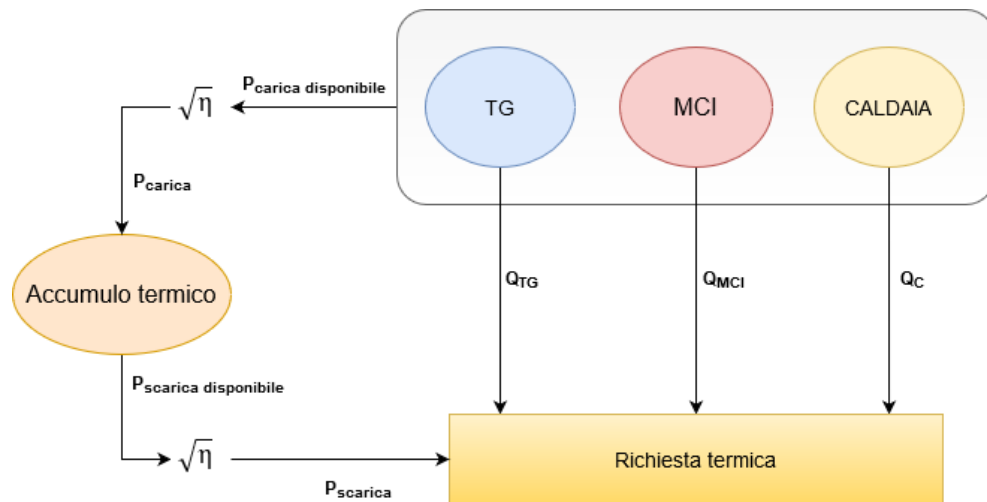


Figura 4.10: Schema di sintesi della nuova sezione termica.

4. Caso di accumulo con capacità variabile e rendimento

Si definiscono inoltre due nuove variabili binarie δ_{carica} e $\delta_{scarica}$ per evitare che a causa della scomposizione della potenza relativa all'accumulo in due componenti si verifichino contemporaneamente fenomeni di carica e di scarica.

Le restanti variabili sono le stesse del caso precedente, così come la funzione obiettivo.

Vincoli I nuovi vincoli sono:

- Il nuovo bilancio di potenza termica del sistema complessivo, scritto nella forma (4.19), è quindi:

$$Q_{utenza}(t) = Q_{MCI}(t) + Q_{TG}(t) + Q_C(t) \cdot \delta_C(t) - P_{acc,th,c,disp}(t) \cdot \delta_{carica}(t) + P_{acc,th,s}(t) \cdot \delta_{scarica}(t) \quad (4.59)$$

- Secondo lo stesso criterio cambia anche il bilancio di energia nel serbatoio:

$$E_{acc,th}(t+1) = E_{acc,th}(t) + P_{acc,th,c}(t) \cdot \delta_{carica}(t) + P_{acc,th,s,disp}(t) \cdot \delta_{scarica}(t) \quad (4.60)$$

- Vincolo di massima potenza di carica disponibile:

$$P_{acc,th,c,disp}(t) \leq Q_{MCI}(t) + Q_{TG}(t) + Q_C(t) \cdot \delta_C(t) \quad (4.61)$$

- Vincolo di non contemporaneità di carica e scarica:

$$\delta_{carica}(t) + \delta_{scarica}(t) \leq 1 \quad (4.62)$$

Il codice così strutturato è quindi completo, ed imponendo un rendimento unitario è possibile verificare come i risultati siano esattamente gli stessi del caso precedente.

A questo punto è interessante analizzare cosa accade al calare del rendimento. In tabella 4.8 si riportano i valori dei parametri operativi ottenuti con un rendimento $\eta_{acc} = 0.9$. Confrontandoli con quelli del caso precedente in tab. 4.7 è possibile verificare che l'effetto del rendimento non unitario, ma ancora alto, si manifesta con delle piccole variazioni della potenza erogata dalle macchine, sebbene il regime di funzionamento in termini di unità impiegate sia lo stesso. Laddove le potenze prodotte siano esattamente le stesse, come ad esempio nella prima ora, si osservano piccoli cali

4. Caso di accumulo con capacità variabile e rendimento

di $P_{acc,th,s}$ e piccoli aumenti di $P_{acc,th,c}$. Si sottolinea a tal proposito che a differenza del caso precedente, per la nuova convenzione adottata i valori di $P_{acc,th,c}$ sono ora positivi.

Il valore della capacità massima E_{max} aumenta inoltre, come prevedibile, a 23.42 kWh.

D'altra parte il costo ottimo cala leggermente, da 42.38 a 42.03 €. Questo è giustificabile dal fatto che nella funzione obiettivo non si è tenuto conto di alcun tipo di costo legato alle dissipazioni, mentre il fatto che si debba spendere più energia per caricare il serbatoio e che esso ne restituisca di meno costituisce una maggiore "spinta" per la produzione elettrica tramite le unità di cogenerazione, senza sfiorare la soglia massima di energia termica richiesta.

In fig. 4.11 fig. 4.12 si mostrano i profili di potenza elettrica e termica con $\eta_{RT} = 0.9$.

Abbassando ulteriormente il rendimento a 0.2, si ottengono gli andamenti in fig. 4.13 e fig. 4.14 e i risultati in tabella 4.9. In questo caso cambia la generale programmazione del funzionamento, con uno sfruttamento ancora maggiore degli impianti cogenerativi e azzeramento della richiesta elettrica dalla rete.

Il valore ottimo si abbassa così a 39.82 €, mentre la capacità massima aumenta a 24.86 kWh.

4. Caso di accumulo con capacità variabile e rendimento

Grandezza [kW]	Ora 1	Ora 2	Ora 3	Ora 4	
P_{TG} [kW]	0	30	30	10	
Q_{TG} [kW]	0	60	60	20	
F_{TG} [kW]	0	115.39	115.39	38.46	
P_{MCI} [kW]	20	27.84	20	0	
Q_{MCI} [kW]	22.51	47.20	22.51	0	
F_{MCI} [kW]	79.71	101.49	79.71	0	
Q_C [kW]	10	0	0	0	
F_C [kW]	10.85	0	0	0	
P_{rete} [kW]	0	2.16	0	0	
$P_{acc,th,c}$ [kW]	2.38	16.32	2.38	0	
$P_{acc,th,s}$ [kW]	7.41	0	0	19.8	
E_{acc} [kWh]	2.34	4.72	21.04	23.42	2.34

Tabella 4.8: Risultati per il funzionamento ottimo del modello con efficienza η_{acc} pari a 0.9.

Grandezza [kW]	Ora 1	Ora 2	Ora 3	Ora 4	
P_{TG} [kW]	20	30	18.28	10	
Q_{TG} [kW]	40	60	60	20	
F_{TG} [kW]	76.92	115.39	70.30	38.46	
P_{MCI} [kW]	0	30	31.72	0	
Q_{MCI} [kW]	0	54.01	59.43	0	
F_{MCI} [kW]	0	107.49	112.27	0	
Q_C [kW]	0	0	0	10	
F_C [kW]	0	0	0	10.85	
P_{rete} [kW]	0	0	0	0	
$P_{acc,th,c}$ [kW]	4.47	10.74	7.15	0	
$P_{acc,th,s}$ [kW]	0	0	0	10	
E_{acc} [kWh]	2.48	6.96	17.69	24.84	2.48

Tabella 4.9: Risultati per il funzionamento ottimo del modello con efficienza η_{acc} pari a 0.2.

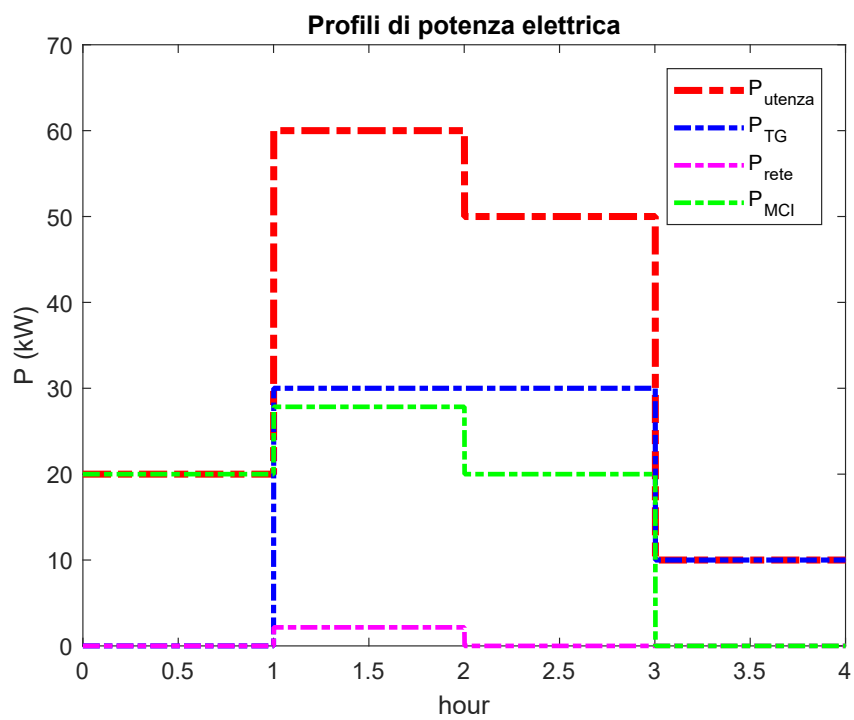


Figura 4.11: Profili di potenza elettrica nel regime di funzionamento ottimo con rendimento $\eta_{RT} = 0.9$.

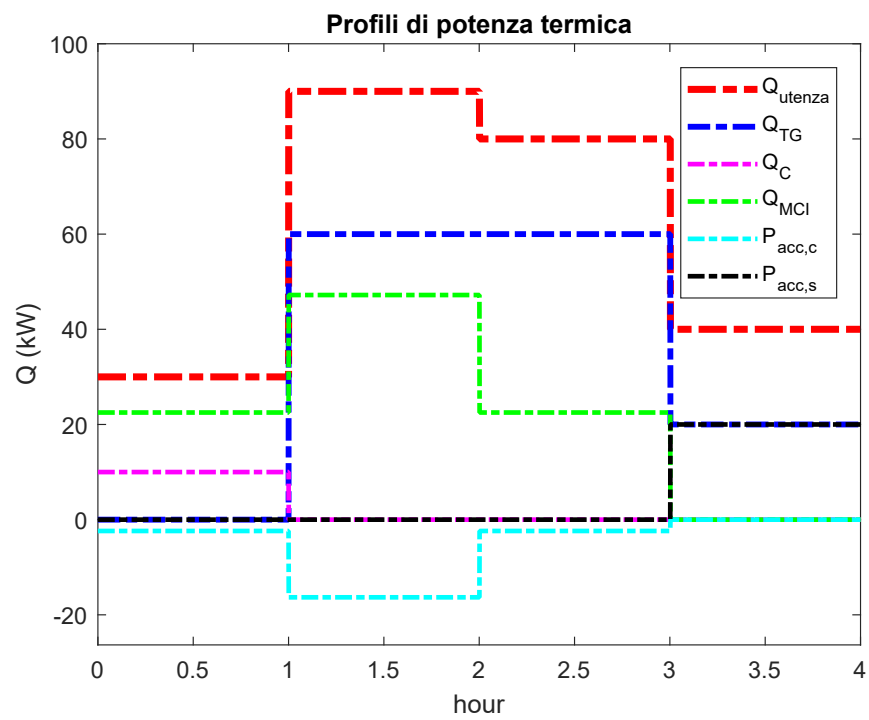


Figura 4.12: Profili di potenza termica nel regime di funzionamento ottimo con rendimento $\eta_{RT} = 0.9$. I valori di $P_{acc,th,c}$ sono rappresentati come negativi per chiarezza.

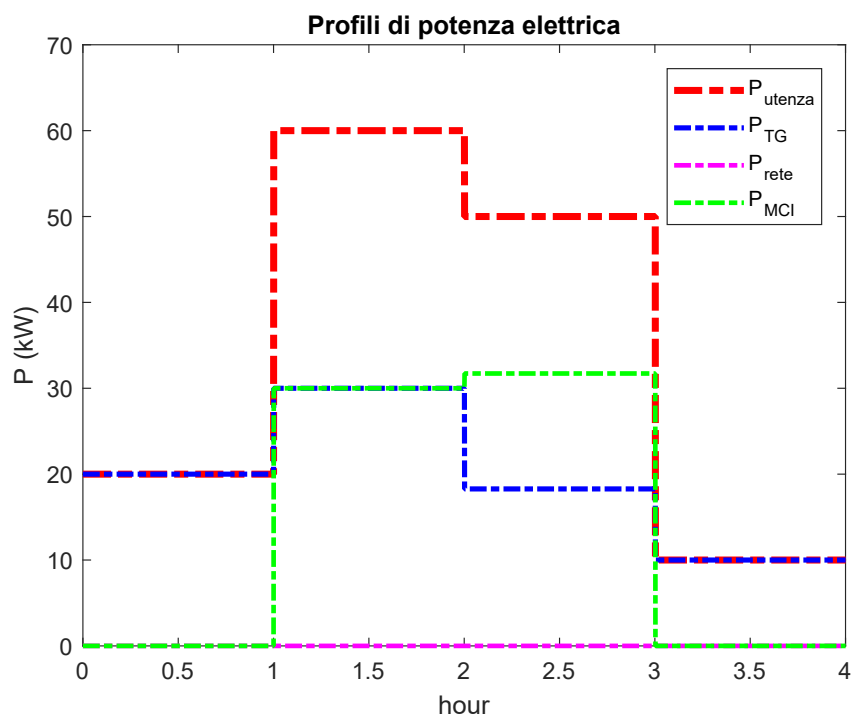


Figura 4.13: Profili di potenza elettrica nel regime di funzionamento ottimo con rendimento $\eta_{RT} = 0.2$.

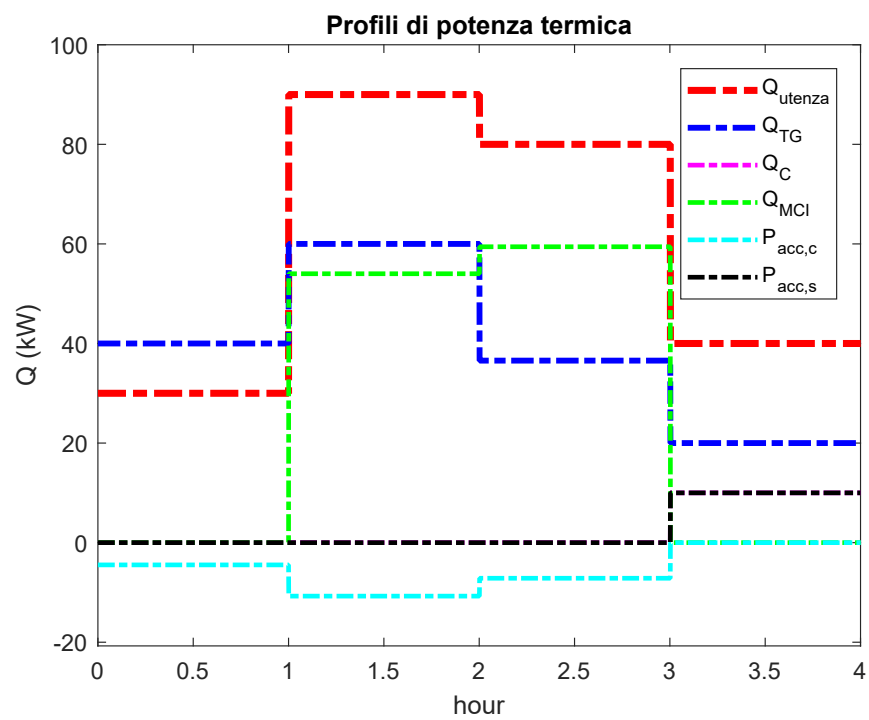


Figura 4.14: Profili di potenza termica nel regime di funzionamento ottimo con rendimento $\eta_{RT} = 0.2$.

5 Caso di accumulo con capacità fissa

Si considera infine il caso di capacità del serbatoio fissata a parametro, come mostrato nello schema di fig. 4.15.

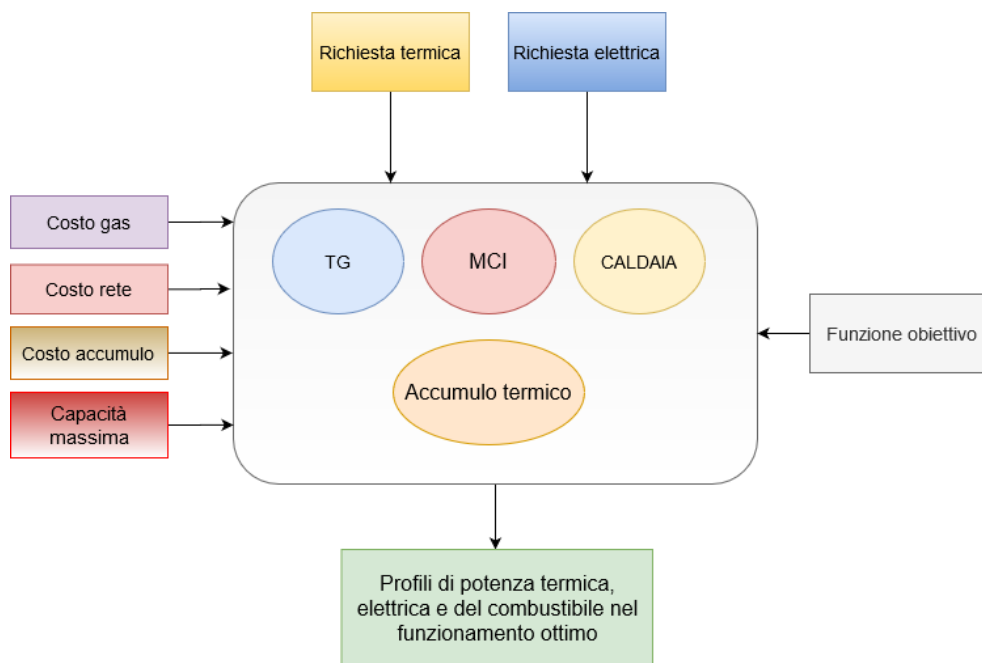


Figura 4.15: Schematizzazione degli input e degli output del sistema con accumulo e capacità fissa. La capacità dell'accumulo si aggiunge agli input noti, a differenza del caso di accumulo con capacità variabile. Il problema di ottimizzazione non è più quindi un problema di design, ma solo di funzionamento ottimo, ed il contributo dell'accumulo nella funzione obiettivo è difatti fisso.

In questo modo il problema si trasforma nuovamente da un problema di design a uno di ottimizzazione del funzionamento, come nel primo caso illustrato.

I vincoli e la funzione obiettivo sono esattamente gli stessi del caso di accumulo con capacità variabile, ma la differenza sta nel fatto che stavolta la $E_{max,th}$ non è più una variabile dipendente, ma indipendente.

Ciò determina un vantaggio per il progettista, che acquisisce un maggior controllo sul processo decisionale.

Ad esempio, per questo elaborato è possibile sfruttare questo modello per verificare la coerenza di quelli precedentemente realizzati:

6. Modello solare fotovoltaico

- Inserendo una capacità nulla, si ottengono gli stessi risultati del caso senza accumulo (tabella 4.1);
- Inserendo un valore $E_{max} = 22.223$ kWh, pari al valore determinato dall'ottimizzazione nel caso di capacità variabile, si ottengono invece gli stessi risultati della tabella 4.7.

I modelli sono pertanto validati e coerenti tra loro.

6 Modello solare fotovoltaico

Per la modellazione degli impianti fotovoltaici e degli impianti solari termici si sono implementate le equazioni necessarie al calcolo della posizione relativa Terra-Sole in MATLAB.

L'angolo di incidenza dei raggi solari su un pannello inclinato di un generico angolo β è [51]:

$$\begin{aligned}\theta_{\beta}(t) = & \arccos[\sin(\delta(t)) \cdot \sin(\phi) \cdot \cos(\beta) \\ & - \sin(\delta(t)) \cdot \cos(\phi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta(t)) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\omega(t)) \\ & + \cos(\delta(t)) \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\omega(t)) \\ & + \cos(\delta(t)) \cdot \sin(\beta) \cdot \sin(\gamma) \cdot \sin(\omega(t))]\end{aligned}$$

I termini che compaiono nell'equazione sono:

- Declinazione solare dell' n -esimo giorno $\delta(t)$, calcolata tramite equazione di Keplero:

$$\delta(t) = 23.45 \cdot \sin\left(2\pi \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (4.63)$$

- Latitudine ϕ ;
- L'angolo orario ω , che dipende dal tempo solare vero TSV [ore]:

$$\omega(t) = 15 \cdot (12 - TSV) \quad (4.64)$$

- Azimuth della superficie γ .

6. Modello solare fotovoltaico

L'*Air Mass* (AM) è calcolato come in [52]:

$$AM(t) = \frac{e^{-0.0001845 \cdot z}}{\sin(HS(t)) + 0.5057 \cdot (96.08 - HS(t))^{-1.634}} \quad (4.65)$$

essendo $HS(t)$ l'angolo di altezza solare e z l'altezza dell'impianto in [m].

I valori di irradianza su piano orizzontale sono ricavati dal database del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [53].

A partire da questi, per il calcolo dell'irradianza su superficie inclinata si usano invece le equazioni:

$$G_{b,\beta} = G_{b,h} \cdot \cos(\theta_\beta) \quad (4.66)$$

$$G_{d,\beta} = G_{d,h} \frac{1 + \cos(\theta_\beta)}{2} \quad (4.67)$$

$$G_{r,\beta} = \rho \cdot (G_{b,h} + G_{d,h}) \cdot \left(\frac{1 - \cos(\theta_\beta)}{2} \right) \quad (4.68)$$

Per quanto riguarda i moduli fotovoltaici, sono stati scelti a titolo di esempio dei moduli LG370Q1C-A5, aventi le seguenti caratteristiche:

1. Numero di celle: 60;
2. Dimensioni cella: 0.1617x0.1617;
3. Standard Test Conditions: $P_{max} = 370 \text{ W}$, $V_{MPP} = 37 \text{ V}$, $I_{MPP} = 10.01 \text{ A}$;
4. NOCT: 44 °C.

I coefficienti di correzione considerati per la tensione e la corrente in funzione dell'irraggiamento variabile sono:

- $k_{V,G} = -1/200 \text{ V/W}$;
- $k_{I,G} = -2/200 \text{ A/W}$;

Il coefficiente di correzione della potenza in funzione della temperatura del modulo è invece $k_{P,temp} = -0.3\%$ per °C.

Tali coefficienti vengono impiegati per correggere il rendimento in condizioni da quelle standard (irradianza 1000 W/m^2 , $AM = 1.5$, temperatura di cella $T_c = 25 \text{ °C}$).

A tale scopo si definiscono la temperatura della cella:

$$T_c = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G_\beta \quad (4.69)$$

e dei Δ rappresentanti lo scostamento dalle condizioni standard:

$$\Delta G = 1000 - G_\beta \text{ [W]} \quad (4.70)$$

$$\Delta T = T_c - 25 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (4.71)$$

Per modellare la temperatura ambiente si è fatto riferimento alle temperature medie mensili fornite dalla norma UNI 10349, a cui è stato applicato uno scostamento lineare per tener conto della variabilità giornaliera:

$$T_{amb} = T_{media} + 5 \cdot \Delta_{day} \quad (4.72)$$

essendo Δ_{day} un vettore di elementi equidistanziati tra -0.5 e 1 nelle prime 12 ore del giorno e tra 1 e -0.5 nelle ultime 12.

I nuovi valori di tensione e corrente sono dati quindi da:

$$V = V_{MPP} + \Delta G \cdot k_{V,G} \quad (4.73)$$

$$I = I_{MPP} + \Delta G \cdot k_{I,G} \quad (4.74)$$

Il rendimento del modulo fotovoltaico viene infine calcolato come:

$$\eta_{el} = \frac{V \cdot I + \Delta T \cdot k_{P,temp}}{A_{mod} \cdot G_\beta} \quad (4.75)$$

La potenza erogata in DC dal modulo è quindi:

$$P_{mod} = G_\beta \cdot A_{mod} \cdot \eta_{el} \quad (4.76)$$

La definizione delle stringhe dipende invece dal numero di moduli e dalla loro connessione, dipendente dai vincoli di rete e di tensione e corrente sull'inverter e dallo spazio disponibile.

Il numero totale di moduli può essere valutato in via semplificata come il rapporto tra la potenza di picco desiderata per l'impianto e la potenza nominale di un modulo:

$$n_{mod} = \frac{P_{picco}}{P_{nom,mod}} \quad (4.77)$$

7. Modello solare termico

Si può pertanto valutare l'area totale come $A_{mod} \cdot n_{mod}$.

Sulla base delle equazioni appena elencate, il programma realizzato sceglie l'inclinazione ottimale per i pannelli in un intervallo compreso tra i 30° e i 60° valutando la massima energia prodotta nell'anno.

Per la conversione DC/AC si è utilizzato un rendimento costante pari a 0.99.

7 Modello solare termico

Per quanto riguarda l'impianto solare termico, si considera a titolo di esempio un collettore piano Riello C25 Plus, avente le seguenti caratteristiche:

- Modificatore dell'angolo di incidenza per $\theta_\beta = 50^\circ$ $IAM_{50} = 0.85$;
- Area assorbitore 2.15 m^2 ;
- Coefficiente $a_1 = 3.86 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$;
- Coefficiente $a_2 = 0.0089 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K}^2)$;
- Coefficiente di assorbimento della piastra $\alpha = 0.95$.
- Coefficiente di trasmissione ipotizzato per il vetro $\tau = 0.99$.

L'efficienza del collettore è espressa da:

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 \cdot (T_{mf} - T_a)}{G_\beta} - \frac{a_2 \cdot (T_{mf} - T_a)^2}{G_\beta} \quad (4.78)$$

Dove T_{mf} è la temperatura media del fluido e la T_a è la temperatura ambiente. Si è considerata una temperatura di ingresso del fluido di 12 °C e una di uscita di 90 °C d'estate, 75 °C in primavera e 45 °C d'inverno per una località al sud Italia, opportunamente ridotte di 5, 10 e 15 °C per zone più a nord.

Il rendimento ottico può essere espresso a sua volta come prodotto $\eta_0 = F' \cdot x$ tra un fattore di efficienza F' , supposto costante, e un parametro x che dipende dal coefficiente di trasmissione del vetro τ e di assorbimento della piastra. Esso si calcola in via semplificata come:

$$x_{nom} = 1.01 \cdot \tau \cdot \alpha \quad (4.79)$$

Il fattore di efficienza si ricava quindi dalle condizioni nominali come:

$$F' = \frac{\eta_{0,nom}}{x_{nom}} \quad (4.80)$$

Tramite la relazione di Souka e Safwat si ricava il coefficiente di modificatore dell'angolo di incidenza:

$$b_0 = -\frac{IAM_{50} - 1}{1/\cos(\frac{2\pi \cdot 50}{360}) - 1} \quad (4.81)$$

Nel modello di off-design si ha pertanto in ogni istante:

$$IAM = 1 - b_0 \cdot \left(\frac{1}{\cos(\theta_\beta)} - 1 \right) \quad (4.82)$$

$$x = IAM \cdot x_{nom} \quad (4.83)$$

$$\eta_0 = F' \cdot x \quad (4.84)$$

La potenza termica generata è data da:

$$Q_{coll} = G_\beta \cdot A_{coll} \cdot \eta \quad (4.85)$$

I modelli appena descritti consentono di calcolare l'output orario ottimale di un impianto fotovoltaico di taglia prefissata e di un insieme di collettori solari, selezionando l'inclinazione ottima in un intervallo tra 30° e 60° secondo il criterio della massima produzione di energia annua.

8 Caso studio: uffici

Per l'implementazione dei modelli solari si sono presi come riferimento dei profili di carico realistici per degli uffici di un edificio per il quale si assume una superficie utile per l'installazione degli impianti solari di 350 m².

Volendo effettuare l'analisi per edifici collocati in diverse zone d'Italia, così da poter tener conto della diversa disponibilità di irradianza, si sono prese in considerazione 6 diverse città, ciascuna rappresentativa di una zona climatica. Esse sono: Lampedusa (A, 568 Gradi Giorno), Palermo (B, 751 Gradi Giorno), Napoli (C, 1034 Gradi Giorno), Firenze (D, 1821 Gradi Giorno), Padova (E, 2383 Gradi Giorno), Belluno (F, 3043 Gradi Giorno).

Il periodo di simulazione è di 12 giorni, uno caratteristico per ogni mese dell'anno.

8. Caso studio: uffici

Le domande elettrica e termica per Padova sono rappresentate in fig. 4.16. Queste vengono modificate per le altre città in base alle seguenti assunzioni:

- Domanda termica estiva pari al fabbisogno di acqua calda sanitaria;
- Domanda termica invernale impostata pari a quella estiva per i mesi in cui non è consentita l'accensione dei sistemi di riscaldamento in relazione alla zona climatica;
- Richiesta termica per il riscaldamento incrementata del 3% per Belluno e ridotta del 3% per Firenze, del 6% per Napoli, del 9% per Palermo e del 12% per Lampedusa.

I picchi di potenza elettrica estiva (96 kW) sono dovuti alla trasformazione della domanda frigorifera in domanda elettrica assumendo un sistema di raffrescamento tradizionale con un COP medio costante e pari a 3.

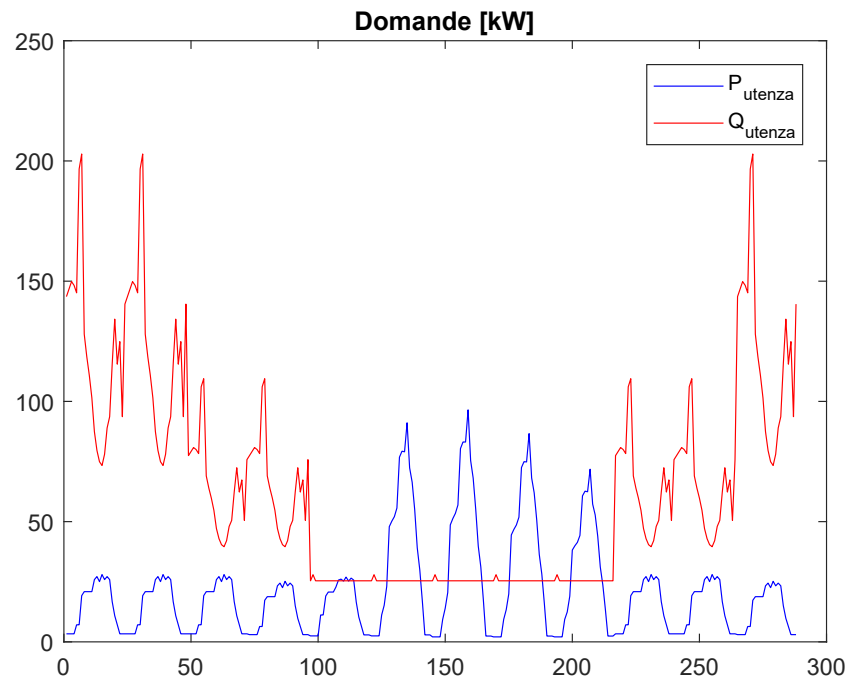


Figura 4.16: Richiesta di potenza elettrica e termica.

8. Caso studio: uffici

L'obiettivo dell'analisi è un confronto tra l'investimento su dei microgeneratori dimensionati per la copertura del fabbisogno elettrico invernale e gli investimenti su un sistema ibrido con una quota crescente di potenza da fotovoltaico ed eventualmente solare termico per acqua calda sanitaria. In particolare le configurazioni scelte sono:

- Solo motori cogenerativi, rete e caldaia. Come meccanismo di incentivazione sono stati considerati i Certificati Bianchi;
- Motori, rete, caldaia e solare PV con le seguenti taglie:
 1. *taglia PV* = $0.5 \cdot P_{picco,est} = 48.47 \text{ kW}$;
 2. *taglia PV* pari a quella massima consentita dal vincolo sulla superficie utile per l'installazione: 82.14 kW ;
 3. *taglia PV* = $P_{picco,est} = 96.47 \text{ kW}$, che supera la superficie supposta utile per l'installazione, ma viene riportata per avere un quadro più generale;

Gli incentivi considerati sono i Certificati Bianchi e le tariffe del decreto FER 1 del 2019;

- Motori, rete, caldaia, solare termico per ACS e solare PV con le seguenti taglie:
 1. *taglia PV* = $0.5 \cdot P_{picco,est} = 48.47 \text{ kW}$;
 2. *taglia PV* pari a quella massima consentita dal vincolo sulla superficie utile per l'installazione: 72.52 kW (ridotta rispetto a prima per la presenza del solare termico);
 3. *taglia PV* = $P_{picco,est} = 96.47 \text{ kW}$;

I meccanismi di incentivazione sono in questo caso i CB, il Conto Termico 2.0 e le tariffe del decreto FER 1;

- Solo solare termico per ACS e impianto fotovoltaico delle stesse taglie del caso precedente.

Per l'analisi sono stati scelti due motori VITOBLOC 200 rispettivamente da 6 kW_{el} e 14.9 kW_{th} e da 20 kW_{el} e 62 kW_{th} .

Sebbene i microgeneratori presentino rendimenti inferiori di circa il 10% a carico nominale rispetto al tipico rendimento intorno al 40% delle taglie più grandi, essi sono stati scelti nell'ottica dello studio di un sistema di produzione energetica

8. Caso studio: uffici

decentralizzato. In altri termini si presuppone che l'investimento venga effettuato dall'imprenditore titolare della singola azienda per ridurre le spese sui propri consumi piuttosto che un produttore esterno che alimenti numerose utenze. Del resto un approccio di questo tipo si presta bene alle modalità di accesso agli incentivi locali dei programmi POR FESR, basate come già detto su partecipazioni a dei bandi.

Un vantaggio dell'utilizzo di microgeneratori è tuttavia in questo caso particolare il minore rapporto tra potenza elettrica e potenza termica, che meglio rispecchia l'andamento della domanda di potenza termica a parità di offerta di potenza elettrica, mentre per i motori cogenerativi di taglia maggiore il rapporto P/Q è quasi unitario.

Le curve caratteristiche sono (linearizzate dai dati da catalogo) per il motore da 6 kW_{el} :

$$Q_{MCI,1} = (1.733 \cdot P_{MCI,1} + 4.533) \cdot \delta_{MCI,1} \quad (4.86)$$

$$F_{MCI,1} = (2.467 \cdot P_{MCI,1} + 7.533) \cdot \delta_{MCI,1} \quad (4.87)$$

e per il motore da 20 kW_{el} :

$$Q_{MCI,2} = (1.67 \cdot P_{MCI,2} + 4.55) \cdot \delta_{MCI,2} \quad (4.88)$$

$$F_{MCI,2} = (2.14 \cdot P_{MCI,2} + 19.27) \cdot \delta_{MCI,2} \quad (4.89)$$

Per quanto riguarda la caldaia integrativa, si è presa in considerazione una caldaia di 180 kW con un rendimento medio di 0.96.

Sia i motori che la caldaia vengono alimentati da gas naturale, per il quale è stato assunto un costo di 0.9 €/Sm³.

I bilanci di potenza e i vincoli sul sistema di accumulo sono gli stessi della sezione 4, sostituendo le potenze del secondo motore a quelle della turbina a gas.

Per quanto riguarda i vincoli di carico minimo e massimo si ha:

$$P_{MCI,1} \geq 2 \cdot \delta_{MCI,1} \quad (4.90)$$

$$P_{MCI,2} \geq 6.67 \cdot \delta_{MCI,2} \quad (4.91)$$

$$P_{MCI,1} \leq 6 \cdot \delta_{MCI,1} \quad (4.92)$$

$$P_{MCI,2} \leq 20 \cdot \delta_{MCI,2} \quad (4.93)$$

$$Q_C \leq 180 \cdot \delta_{MCI,1} \quad (4.94)$$

8. Caso studio: uffici

La funzione obiettivo è la minimizzazione dei costi operativi del sistema e del costo dell'accumulo, pertanto il modello si pone come un'ottimizzazione del funzionamento e del design della taglia del serbatoio termico:

$$\begin{aligned} \min (F_{MCI,1} + F_{MCI,2} + F_C) \cdot c_{gas} + (P_{MCI,1} + P_{MCI,2}) \cdot c_{manut} + P_{rete} \cdot c_{rete,var} + \\ + c_{rete,fissi} + c_{gas,fissi} + c_{acc} \cdot E_{max,th} \quad (4.95) \end{aligned}$$

Le grandezze dell'espressione 4.95 rappresentano le sommatorie delle potenze (e quindi dell'energia in kWh, essendo la simulazione oraria) moltiplicate per i rispettivi costi.

Rispetto ai precedenti casi semplificati, si sono introdotti dei costi di manutenzione per i motori $c_{manut} = 0.03 \text{ €/kWh}$, e si sono separati i costi fissi dai costi variabili. Va infatti ricordato che inserendo un impianto di produzione di potenza, i consumi dalla rete diminuiscono, ma nelle bollette elettriche sono presenti delle quote fisse legate principalmente alla potenza contrattuale e agli oneri di trasporto, così come nelle bollette del gas.

Per effettuare questa separazione si è partiti dal caso in cui non si abbia nessun impianto e l'intero fabbisogno energetico sia soddisfatto solo dalla rete e dalla caldaia:

$$C_{solo\ rete} = \left(\sum_t P_{utenza}(t) \cdot c_{rete} \right) \cdot \frac{365}{12} \text{ [€/anno]} \quad (4.96)$$

$$C_{solo\ caldaia} = \left(\sum_t Q_{utenza}(t) \cdot c_{gas} \right) \cdot \frac{365}{12} \text{ [€/anno]} \quad (4.97)$$

essendo $c_{rete} = 0.4 \text{ €/kWh}$ il costo unitario dell'energia elettrica assunto per un'utenza non domestica di grandi dimensioni (potenza di picco di quasi 100 kW in questo caso), e $c_{gas} = \frac{0.9 \text{ €/Sm}^3}{9.27 \text{ kWh/Sm}^3}$. Il rapporto per 12 rappresenta la conversione dei costi in un costo medio giornaliero, trasformato in costo annuo moltiplicando per 365. Si considera quindi che i costi fissi elettrici siano pari al 30% del totale della bolletta, mentre quelli del gas all'8% del totale:

$$C_{fissi,rete} = 0.3 \cdot C_{solo\ rete} \text{ [€/anno]} \quad (4.98)$$

$$C_{fissi,gas} = 0.08 \cdot C_{solo\ caldaia} \text{ [€/anno]} \quad (4.99)$$

8. Caso studio: uffici

Trovando i $C_{variabili}$ annui come differenza tra i costi totali e quelli fissi, si risale infine ai costi unitari che compaiono nella funzione obiettivo:

$$C_{var,rete} = \frac{C_{var,rete} \cdot 12}{\sum_t Potenza(t) \cdot 365} \quad [€/kWh] \quad (4.100)$$

$$C_{gas} = \frac{C_{var,gas} \cdot 12}{\sum_t Potenza(t) \cdot 365} \quad [€/kWh] \quad (4.101)$$

Allo stesso modo si ricavano i c_{fissi} della funzione obiettivo moltiplicando i C_{fissi} delle 4.98 e 4.99 per 12/365.

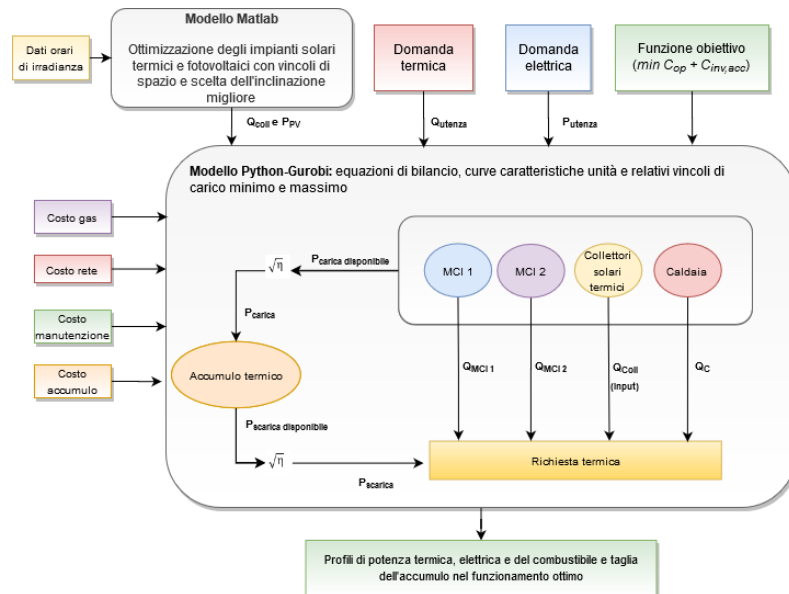


Figura 4.17: Schema generale della fase di ottimizzazione preliminare.

Lo schema generale della fase di ottimizzazione preliminare è rappresentato in fig. 4.17. Effettuata la simulazione, si ottiene quindi il funzionamento ottimale nei 12 giorni caratteristici considerati e il valore minimo dei costi operativi e dell'accumulo:

$$C_{tot} = (C_{op} + C_{acc})_{ottimi} \quad [€] \quad (4.102)$$

essendo C_{tot} il valore ottimo di 4.95.

Da questi si ricavano delle stime sui costi annui semplicemente come:

$$C_{op,anno} = \frac{C_{op} \cdot 365}{12} \quad [\text{€/anno}] \quad (4.103)$$

Secondo la stessa proporzione è possibile risalire ai valori annui in MWh di energia elettrica, termica e del combustibile relativi ai motori:

$$E_{CHP} = \frac{\sum_t P_{MCI,ott}(t) \cdot 365}{12 \cdot 1000} \quad (4.104)$$

$$H_{CHP} = \frac{\sum_t Q_{MCI,ott}(t) \cdot 365}{12 \cdot 1000} \quad (4.105)$$

$$F_{CHP} = \frac{\sum_t F_{MCI,ott}(t) \cdot 365}{12 \cdot 1000} \quad (4.106)$$

Si noti che i valori di energia e potenza coincidono numericamente essendo la simulazione oraria.

Si può quindi calcolare il valore del rendimento di primo principio come da equazione (2.14), il quale deve essere comparato a un $\eta_{soglia} = 0.75$ per stabilire la metodologia per il calcolo del PES e quindi l'eventuale la qualifica CAR.

Se il PES ricavato dalle formule (2.13) è positivo, si ha diritto a un numero di certificati bianchi come da equazioni (2.25) e (2.26) per un periodo di 10 anni, e per i quali si è assunto un valore di 250 euro.

In questo caso il periodo di valutazione dell'investimento è fissato a 20 anni, mentre nei casi con tecnologie fotovoltaiche è esteso a 25 anni per tener conto della vita utile dei pannelli.

Nonostante siano stati inseriti dei costi di manutenzione, è tuttavia auspicabile nel corso di tale periodo una necessità di sostituzione dei motori o di componenti degli stessi. Si è quindi considerato dopo dieci anni un costo di sostituzione dei motori attualizzato ad un tasso di interesse $r = 3\%$:

$$C_{iniz,motori} = 3000\text{€/kW} \cdot (P_{nom,MCI1} + P_{nom,MCI2}) \quad (4.107)$$

$$C_{sost,motori} = 3000\text{€/kW} \cdot \frac{(P_{nom,MCI1} + P_{nom,MCI2})}{(1+r)^{10}} \quad (4.108)$$

Il costo di investimento totale è:

$$C_{inv,tot} = C_{iniz,motori} + C_{sost,motori} + E_{max} \cdot c_{acc} \quad [\text{€}] \quad (4.109)$$

Nelle simulazioni comprendenti il solare termico e fotovoltaico vanno aggiunti all'equazione (4.109) i termini dei relativi investimenti:

$$C_{inv,coll} = 800 \left[\frac{\text{€}}{m^2} \right] \cdot A_{collettori} [m^2] \quad (4.110)$$

$$C_{inv,PV} = 1200 \left[\frac{\text{€}}{kW} \right] \cdot taglia_{PV} [kW] \quad (4.111)$$

Il basso prezzo per il fotovoltaico è dovuto a forti economie di scala per impianti di taglia maggiore rispetto ai classici impianti domestici. Il flusso di cassa entrante annuo rispetto al caso in cui l'utenza sia alimentata solo da rete e caldaia, è dato da:

$$Flusso\ base\ annuo = Risparmio + Valore\ CB \quad [\text{€/anno}] \quad (4.112)$$

$$\text{con } Risparmio = C_{solo\ rete} + C_{solo\ caldaia} - C_{op,ott} \cdot \frac{365}{12} \quad [\text{€/anno}] \quad (4.113)$$

Per i sistemi integrati, al Flusso base annuo si sommano anche i termini relativi agli incentivi:

$$Incentivo_{coll} = C_i \cdot H_{coll,singolo} \cdot S_{lorda} \quad [\text{€/anno}] \quad (4.114)$$

$$Incentivo_{PV} = \sum_t E_{imm,rete}(t) \cdot incentivo_{PV} + \sum_t E_{autocons}(t) \cdot premio \quad (4.115)$$

tenendo conto che per l'applicazione considerata l'incentivo da Conto Termico per i collettori ha durata di due anni (superficie lorda inferiore a $50\ m^2$ e non può eccedere il 65% del totale della spesa), mentre gli incentivi per il fotovoltaico da decreto FER 1 hanno una durata di venti anni.

I termini $E_{imm,rete}$ e $E_{autocons}$ rappresentano rispettivamente l'energia netta immessa in rete e autoconsumata, e possono essere ricavate come semplice differenza tra domanda elettrica dell'utenza nell'ora i -esima, nota e data in input dall'esterno, e produzione da fotovoltaico ricavata dal modello MATLAB di off-design:

$$\text{If } P_{PV}(t) > P_{utenza}(t)$$

$$P_{imm,rete}(t) = P_{PV}(t) - P_{utenza}(t)$$

$$P_{autocons}(t) = 0$$

else

$$P_{imm,rete}(t) = 0$$

$$P_{autocons}(t) = P_{utenza}(t) - P_{PV}(t)$$

(4.116)

8. Caso studio: uffici

I valori dei parametri sono $C_i = 0.32$, $incentivo_{PV} = 0.105 \text{ €/kWh}$ per taglie oltre i 20 kW (pari invece a 0.9 €/kWh per taglie oltre i 100 kW), mentre il premio sull'autoconsumo è di 0.01 €/kWh .

Il valore attuale netto dell'investimento calcolato su 20 anni è:

$$VAN = -C_{inv,tot} + \sum_{i=1}^{20} \frac{Flusso\ base\ annuo}{(i+r)^i} \quad (4.117)$$

A questo si sommano i flussi dal ventesimo al venticinquesimo anno, in cui non si hanno più incentivi e si suppone che anche i nuovi motori abbiano esaurito la loro vita utile. Pertanto tali flussi sono dati semplicemente dal risparmio diretto rispetto all'energia prelevata dalla rete:

$$Flussi_{20-25} = \sum_{i=20}^{25} \frac{(c_{rete} \cdot E_{autocons} + c_{gas} \cdot Q_{collettori}) \cdot \frac{365}{12}}{(1+r)^i} \quad (4.118)$$

Il tasso di interesse è stato scelto in via cautelativa pari al 7%, per tener conto dei seguenti fattori:

- Utenza di tipo non domestico, per la quale potrebbe essere interessante investire in altre risorse che generino profitto piuttosto che sull'efficientamento energetico della sede in questione;
- Modello di ottimizzazione di tipo deterministico, per cui l'attualizzazione dei flussi diventa anche un modo per tener conto del rischio legato variabilità del carico e, per il caso con fonte solare integrata, dell'irradianza.

Ad ogni modo va considerato che per gli impianti solari la vita utile stimata è di 25 anni, ovvero 5 anni in più rispetto a quelli considerati nel calcolo del VAN per il caso di sola cogenerazione.

Per confrontare al meglio investimenti di diversa durata, è pertanto utile calcolare il flusso anno equivalente (FAE) per rendere omogeneo il valore attuale ottenuto rispetto alla variabile temporale. Il FAE rappresenta il valore di un flusso annuo entrante medio che, scontato adeguatamente nell'arco della vita utile del progetto, genera lo stesso VAN di quest'ultimo:

$$FAE = \frac{VAN}{\frac{1-(1+r)^{-n}}{r}} \quad (4.119)$$

8. Caso studio: uffici

Il criterio del FAE suggerisce di privilegiare, a condizione che il VAN sia positivo, il progetto con il FAE più alto.

Per quanto riguarda il tempo di ritorno attualizzato, esso è calcolato in generale come:

$$Flusso_{att}(i) = \frac{Flusso\ base\ annuo}{(i+r)^i} \quad (4.120)$$

$$\text{If } \sum_i^n Flusso_{att}(i) \geq Costi \quad :break \quad (4.121)$$

$$PBP_{att} = i \quad (4.122)$$

in cui l'istruzione *break* rappresenta l'uscita dalla sommatoria nell'anno in cui viene raggiunto un valore superiore ai costi.

A causa della natura dei costi vanno effettuate eventualmente due tipi di valutazioni:

1. Calcolo del *payback period* attualizzato solo per l'investimento iniziale $PBP_{iniziale}$, ossia escludendo la spesa di sostituzione dei motori, per la quale invece si valuta un tempo di ritorno separato PBP_{sost} a partire dal decimo anno. Si ha allora:

$$\text{If } \sum_{i=1}^{10} Flusso_{att}(i) \geq C_{iniz,motori} + E_{max} \cdot c_{acc} \quad :break \quad (4.123)$$

$$PBP_{iniziale} = i \quad (4.124)$$

$$\text{If } \sum_{i=10}^{20} Flusso_{att}(i) \geq C_{sost,motori} \quad :break \quad (4.125)$$

$$PBP_{sost} = i - 10 \quad (4.126)$$

2. Nel caso in cui il tempo di ritorno attualizzato della spesa iniziale dovesse eccedere i 10 anni, calcolo di un PBP_{tot} unico come da (4.120)-(4.122) con $n = 20$ e $Costi = C_{inv,tot}$.

Una volta effettuate le valutazioni degli investimenti nelle varie configurazioni, si può procedere infine al calcolo dell'incentivo annuo necessario al raggiungimento di un obiettivo prefissato.

Tale obiettivo potrebbe essere il VAN dell'investimento oppure il suo tempo di ritorno attualizzato.

Nelle prossime sezioni si presentano i risultati ottenuti usando entrambi gli approcci sullo stesso edificio tipo nelle diverse località considerate e si commentano le configurazioni migliori.

I valori normalizzati degli incentivi ottenuti vengono infine tracciati in funzione sia dei gradi giorno che dei valori medi di irradiazione per definire dei criteri più generali.

9 Calcolo con PBP attualizzato fissato

Uno dei criteri scelti per l'attribuzione degli incentivi è quello di vincolare il PBP attualizzato ad un valore di 5 anni.

Uno dei motivi è il fatto che presumibilmente le utenze non domestiche siano poco propense a effettuare investimenti a lungo termine, specialmente se non legati a obiettivi aziendali, a meno di un ampio margine di profitto.

L'altro motivo è legato alla diffusione territoriale degli impianti solari: come messo in evidenza nel terzo capitolo, il maggior numero di impianti si concentra attualmente nelle regioni del Nord. Un criterio di incentivazione basato sul pareggio del VAN consentirebbe di ottenere valori di incentivi più bassi (al prezzo ovviamente di tempi di ritorno più alti), tuttavia andrebbe a incentivare esclusivamente le zone più sfavorite, senza cambiare la situazione per le regioni del Sud Italia.

Questo $PBP_{des} = 5$ anni si riferisce alla sola spesa iniziale, senza quindi includere i costi di sostituzione dei motori. La sua espressione è quindi la stessa del $PBP_{iniziale}$ discusso in precedenza (4.124).

Si può quindi risalire all'ammontare dell'incentivo annuo addizionale I_{new} affinché si verifichi questa condizione:

$$I_{new} = \frac{C_{inv} - \sum_{i=1}^{PBP_{des}} Flusso\ base\ annuo}{PBP_{des}} \quad [\text{euro/anno}] \quad (4.127)$$

Con questo nuovo incentivo in conto capitale erogato in 5 anni, si possono quindi calcolare un VAN_{new} e un FAE_{new} .

Nel caso siano presenti più tecnologie rinnovabili da incentivare o si voglia adoperare un sistema a tariffe come quello statale, si può impostare un problema di ottimizzazione per l'allocazione dei costi, avente come obiettivo la minimizzazione della somma dei valori degli incentivi.

9. Calcolo con PBP attualizzato fissato

Ad esempio per il sistema integrato con solare termico e solare fotovoltaico si può porre:

$$\min i_{PV} + p_{PV} + i_{coll} \quad (4.128)$$

essendo i_{PV} il valore dell'incentivo sull'energia elettrica netta immessa in rete ($[\text{€}/kWh]$), p_{PV} il premio sull'autoconsumo ($[\text{€}/kWh]$) e i_{coll} l'incentivo per i collettori solari ($[\text{€}/m^2]$). La non omogeneità dei valori in termini di unità di misura non è rilevante in questo caso, mentre lo è nei vincoli.

Ulteriori vincoli sono:

$$i_{PV} \geq 0 \quad (4.129)$$

$$p_{PV} \geq 0 \quad (4.130)$$

$$i_{coll} \geq 0 \quad (4.131)$$

$$p_{PV} \geq 2 \cdot i_{PV} \quad (4.132)$$

Mentre per gli incentivi statali il premio sull'autoconsumo è di dieci volte inferiore alla tariffa sull'energia immessa in rete, in questo caso ci si pone come detto l'obiettivo di spingere verso l'autoconsumo, per cui si pone il premio pari ad almeno il doppio del valore dell'incentivo.

Tale scelta è stata effettuata sullo spunto di quanto fatto con il nuovo Decreto Rilancio 2020 relativo alle detrazioni fiscali del 110% in cinque anni per l'efficientamento energetico di utenze di tipo domestico. Tale decreto pone il vincolo di avanzamento di due classi energetiche dell'edificio, per cui un solo impianto fotovoltaico non basterebbe a rientrare nei requisiti di accesso, e inoltre elimina il meccanismo dello scambio sul posto, spingendo ulteriormente verso la massimizzazione dell'autoconsumo. La nuova tendenza sarà quindi auspicabilmente quella di sovradimensionare l'impianto per inserirlo in un sistema integrato più efficiente e con apparecchiature alimentate ad energia elettrica che siano in grado di sfruttare in modo intelligente i surplus del fotovoltaico, come pompe di calore e simili, avendo la garanzia (per i soggetti capienti dal punto di vista fiscale) che pur spendendo di più il tempo di recupero sia comunque ridotto, e ottenendo inoltre un guadagno maggiore sull'intera vita utile dell'impianto.

Allo stesso modo si vuole quindi imporre un *payback* di 5 anni anche per gli impianti più grandi e per utenze non domestiche (o eventualmente anche condomini

ni, modificando i profili di carico impiegati in questo caso studio), per spingere gli investitori verso un sistema ibrido che favorisca l'autoconsumo.

Per valutare poi quale parte dell'incentivo annuo debba andare a coprire il fotovoltaico e quale il solare termico si può adottare un criterio proporzionale basato sul peso dei costi di investimento:

$$peso_{PV} = \frac{C_{inv,PV}}{C_{inv,PV} + C_{inv,coll}} \quad (4.133)$$

$$peso_{coll} = \frac{C_{inv,coll}}{C_{inv,PV} + C_{inv,coll}} \quad (4.134)$$

e imponendo quindi i vincoli:

$$i_{PV} \cdot E_{imm,rete} + p_{PV} \cdot E_{autocons} + i_{coll} \cdot \frac{A_{tot,coll}}{PBP_{des}} = I_{new} \quad (4.135)$$

$$i_{PV} \cdot E_{imm,rete} + p_{PV} \cdot E_{autocons} \leq peso_{PV} \cdot I_{new} \quad (4.136)$$

$$i_{coll} \cdot \frac{A_{tot,coll}}{PBP_{des}} \leq peso_{coll} \cdot I_{new} \quad (4.137)$$

Infine si impone che gli incentivi siano minori o uguali dei rispettivi costi di investimento:

$$i_{PV} \cdot E_{imm,rete} + p_{PV} \cdot E_{autocons} \leq \frac{C_{inv,PV}}{PBP_{des}} \quad (4.138)$$

$$i_{coll} \cdot A_{tot,coll} \leq C_{inv,PV} \quad (4.139)$$

Nel caso di assenza di solare termico e sola differenziazione tra premio e incentivo del fotovoltaico, è sufficiente eliminare la variabile i_{coll} e i vincoli (4.136) e (4.137).

9.1 Risultati Padova

Dalla tabella 4.10 è possibile osservare i risultati delle valutazioni degli investimenti per un impianto ibrido alimentante un edificio adibito a uffici a Padova.

Il caso denominato *full space PV* indica la situazione in cui tutta la superficie utile per l'installazione degli impianti solari sia stata impiegata, quello chiamato *100% PV* rappresenta il caso di potenza di targa dell'impianto fotovoltaico pari al picco estivo.

Si puntualizza come siano state provate diverse configurazioni impiantistiche così da poter quantificare gli incentivi necessari in ciascun caso ed effettuare un confronto

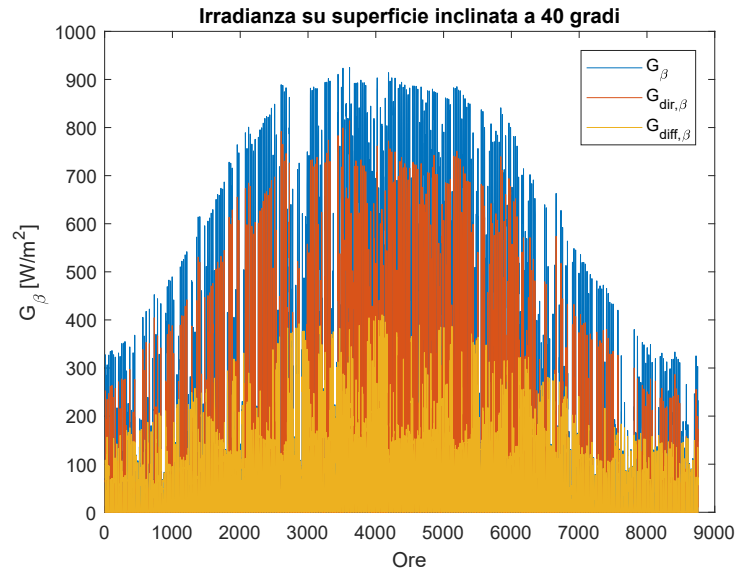


Figura 4.18: Irradianza su superficie inclinata di 40° a Padova.

diretto, ma il modello potrebbe essere anche modificato in un problema di design e impiegato per selezionare direttamente quella più conveniente.

I valori * indicano il caso in cui si è superato il vincolo di superficie utile di 350 m². In questo caso per ottenere la stessa potenza da fotovoltaico bisognerebbe adoperare pannelli disposti verticalmente integrati nell'edificio, con conseguente spesa maggiore rispetto ai valori in tabella a parità di potenza installata.

In tabella 4.11 si mostrano i risultati relativi al calcolo degli incentivi da erogare in cinque anni per rendere competitive allo stesso livello (esclusivamente in termini di tempo di ritorno) le diverse configurazioni ibride.

9. Calcolo con PBP attualizzato fissato

Caso	$C_{inv,tot}$ [€]	$PBP_{iniziale}$ [anni]	PBP_{sost} [anni]	VAN [€]	FAE [€]	Area [m ²]
Solo MCI	136040	5	7	97185	9173	-
MCI+ 50% PV	194204	6	5	131122	11251	205.5
MCI+ full space PV	234607	7	4	144960	12439	348
MCI+ 100% PV	251923	8	4	150892	12948	409*
MCI+ 50% PV + collettori	221724	6	4	161590	13866	242
MCI+ full space PV + collettori	250584	7	4	172153	14772	347
MCI+ 100% PV + collettori	279444	7	4	181684	15590	445*
50% PV + collettori	85684	7	-	88621	7604	242
full space PV + collettori	114544	7	-	120891	10373	347
100% PV + collettori	143404	8	-	149196	12802	445*

Tabella 4.10: Risultati valutazione dell'investimento per Padova ($r = 7\%$) sfruttando i risultati dell'ottimizzazione del funzionamento.

9. Calcolo con PBP attualizzato fissato

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	ppv [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+50% PV	3181	0	0.080	-	144166	12371	9.94
MCI+full space PV	7503	0	0.136	-	144960	12439	21.22
MCI+100% PV	9373	0	0.150	-	189328	16246	25.47
MCI+50% PV + collettori	2579	0	0.044	120.4	172166	14773	6.54
MCI+full space PV + collettori	5609	0	0.084	195.8	195152	16746	13.35
MCI+100% PV + collettori	8746	0	0.113	243.9	217549	18667	19.73
50% PV + collettori	3157	0.009	0.019	147.4	101569	8715	14.60
full space PV + collettori	4507	0.014	0.029	157.4	139372	11959	15.28
100% PV + collettori	6191	0.021	0.042	172.7	174584	14981	17.01

Tabella 4.11: Valori degli incentivi annui per ottenere un *PBP* attualizzato ($r = 7\%$) pari a 5 anni per un impianto a Padova.

9.2 Risultati Lampedusa

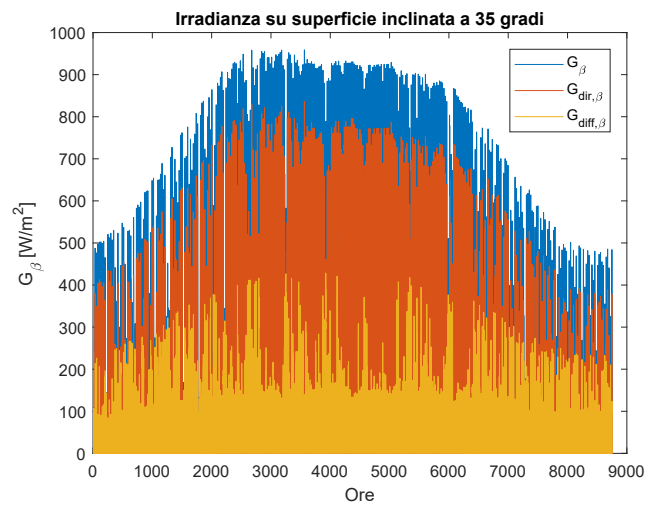
Effettuando lo stesso calcolo con i dati di irradianza e temperatura a disposizione per Lampedusa (zona climatica A), e apportando le modifiche precedentemente citate ai profili di carico (fig. 4.19b), si ottengono i risultati in tabelle 4.12 e 4.13.

Caso	$C_{inv,tot}$ [€]	$PBP_{iniziale}$ [anni]	PBP_{sost} [anni]	VAN [€]	FAE [€]	Area [m^2]
Solo MCI	136040	5	7	100206	9458	-
MCI+ 50% PV	194204	6	5	154192	13231	205.5
MCI+ full space PV	234607	6	4	180854	15519	348
MCI+ 100% PV	251923	7	4	190887	16380	409*
MCI+ 50% PV + collettori	223445	6	4	199117	17086	242
MCI+ full space PV + collettori	252748	6	4	220801	18947	347
MCI+ 100% PV + collettori	281164	6	3	236720	20313	445*
50% PV + collettori	87404	5	-	145288	12467	242
full space PV + collettori	116708	5	-	191146	16402	347
100% PV + collettori	145124	6	-	227308	19505	445*

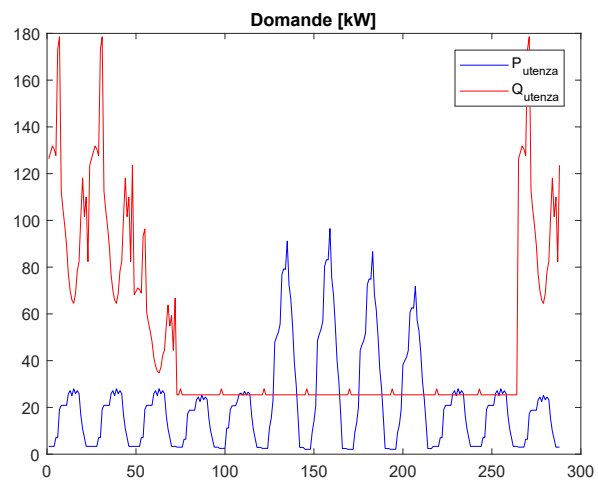
Tabella 4.12: Risultati valutazione dell'investimento per Lampedusa ($r = 7\%$) sfruttando i risultati dell'ottimizzazione del funzionamento.

Figura 4.19: Irradianza e profili di carico a Lampedusa.

(a) Irradianza su superficie inclinata di 35°.



(b) Potenza elettrica e termica richieste dall'utenza.



9. Calcolo con PBP attualizzato fissato

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	ppv [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+50% PV	1574	0	0.034	-	160647	13785	4.18
MCI+full space PV	4920	0	0.079	-	180854	15519	11.15
MCI+100% PV	6448	0	0.094	-	217328	18649	13.85
MCI+50% PV + collettori	72.03	0	0.001	3.29	199412	17111	0.14
MCI+full space PV + collettori	2398	0	0.029	81.35	230636	19791	4.45
MCI+100% PV + collettori	4876	0	0.057	134.4	256713	22028	8.44
50% PV + collettori	0	0	0	0	145288	12467	0
full space PV + collettori	0	0	0	0	191146	16402	0
100% PV + collettori	534	0.002	0.004	14.74	229502	19693	0.964

Tabella 4.13: Valori degli incentivi annui per ottenere un *PBP* attualizzato ($r = 7\%$) pari a 5 anni per un impianto a Lampedusa.

9.3 Risultati Palermo

I risultati per Palermo (zona climatica B) sono riportati in tabella 4.14 e 4.15.

I valori di irradianza e le richieste termica ed elettrica sono illustrati in fig. 4.20a e fig. 4.20b.

Così come accade per Napoli e Firenze, le configurazioni migliori si confermano le stesse, con un VAN e dei tempi di ritorno intermedi rispetto a Lampedusa e Padova.

Caso	$C_{inv,tot}$ [€]	$PBP_{iniziale}$ [anni]	PBP_{sost} [anni]	VAN [€]	FAE [€]	Area [m ²]
Solo MCI	136040	5	7	100206	9458	-
MCI+ 50% PV	194204	6	5	145118	12452	205.5
MCI+ full space PV	234607	7	4	166734	14307	348
MCI+ 100% PV	251923	7	4	175123	15027	409*
MCI+ 50% PV + collettori	221724	6	4	180500	15488	242
MCI+ full space PV + collettori	252748	6	4	197388	16937	347
MCI+ 100% PV + collettori	279444	7	3	211154	18119	445*
50% PV + collettori	87404	5	-	116886	10030	242
full space PV + collettori	116708	5	-	155070	13306	347
100% PV + collettori	145124	6	-	188088	16139	445*

Tabella 4.14: Risultati valutazione dell'investimento per Palermo ($r = 7\%$) sfruttando i risultati dell'ottimizzazione del funzionamento.

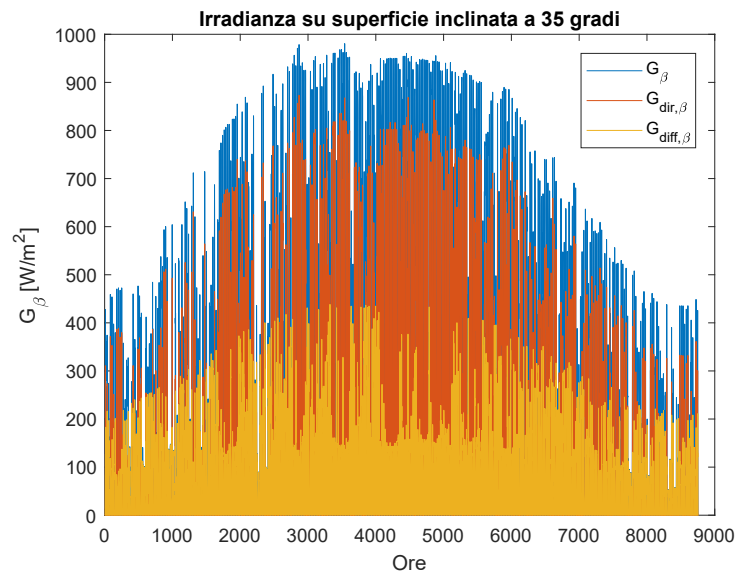
9. Calcolo con PBP attualizzato fissato

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	ppv [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+50% PV	2196	0	0.05	-	154124	13225	6.20
MCI+full space PV	5923	0	0.100	-	191019	16391	14.56
MCI+100% PV	7583	0	0.116	-	206216	17695	17.75
MCI+50% PV + collettori	1259	0	0.019	58.78	185663	15931	2.86
MCI+full space PV + collettori	3815	0	0.053	133.24	213033	18280	7.92
MCI+100% PV + collettori	6595	0	0.081	183.9	238198	20439	12.80
50% PV + collettori	1113	0.003	0.006	51.97	121451	10421	3.90
full space PV + collettori	2021	0.006	0.013	70.58	163358	14017	5.34
100% PV + collettori	3311	0.011	0.022	92.36	201665	17305	7.21

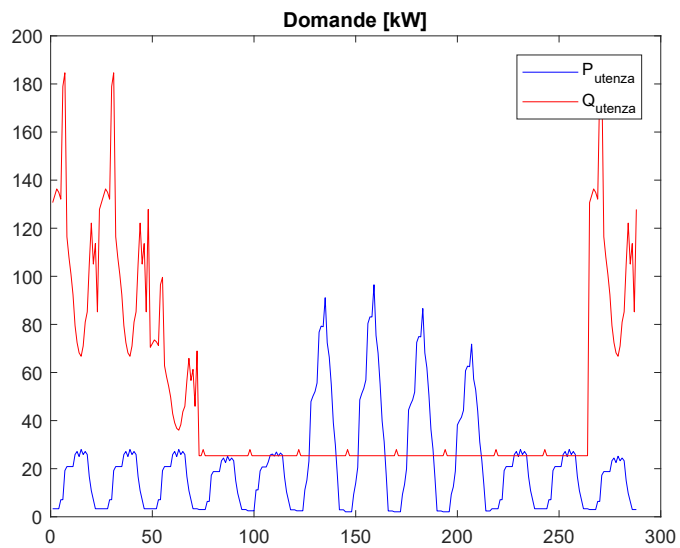
Tabella 4.15: Valori degli incentivi annui per ottenere un *PBP* attualizzato ($r = 7\%$) pari a 5 anni per un impianto a Palermo.

Figura 4.20: Irradianza e profili di carico a Palermo.

(a) Irradianza su superficie inclinata di 35°.



(b) Potenza elettrica e termica richieste dall'utenza.



9.4 Risultati Napoli

I risultati per Napoli (zona climatica C) sono riportati in tabella 4.16 e 4.17.

I valori di irradianza e le richieste termica ed elettrica sono illustrati in fig. 4.21a e fig. 4.21b.

Caso	$C_{inv,tot}$ [€]	$PBP_{iniziale}$ [anni]	PBP_{sost} [anni]	VAN [€]	FAE [€]	Area [m^2]
Solo MCI	136040	5	7	98982	9343	-
MCI+ 50% PV	194204	6	5	142131	12196	205.5
MCI+ full space PV	234607	7	4	161324	13843	348
MCI+ 100% PV	251923	7	4	168811	14485	409*
MCI+ 50% PV + collettori	223445	6	4	178807	15343	242
MCI+ full space PV + collettori	252304	6	4	193464	16601	347
MCI+ 100% PV + collettori	281164	7	3	206247	17698	445*
50% PV + collettori	87404	6	-	112896	9687	242
full space PV + collettori	116708	6	-	149702	12846	347
100% PV + collettori	145124	7	-	183687	15762	445*

Tabella 4.16: Risultati valutazione dell'investimento per Napoli ($r = 7\%$) sfruttando i risultati dell'ottimizzazione del funzionamento.

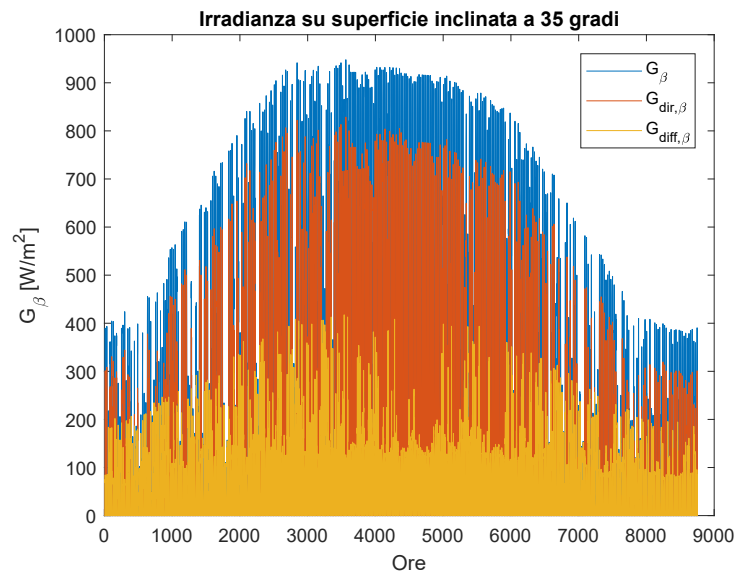
9. Calcolo con PBP attualizzato fissato

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	ppv [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+50% PV	2416	0	0.056	-	152039	13046	6.97
MCI+full space PV	6365	0	0.106	-	187425	16083	16.17
MCI+100% PV	8138	0	0.120	-	202178	17349	19.76
MCI+50% PV + collettori	1483	0	0.023	67.87	184889	15865	3.40
MCI+full space PV + collettori	4222	0	0.058	145.2	210779	18087	8.94
MCI+100% PV + collettori	7145	0	0.084	196.9	235547	20212	14.20
50% PV + collettori	1515	0.004	0.008	69.34	119108	10220	5.50
full space PV + collettori	2540	0.008	0.016	87.39	160118	13739	6.95
100% PV + collettori	3822	0.012	0.025	105.3	199359	17107	8.53

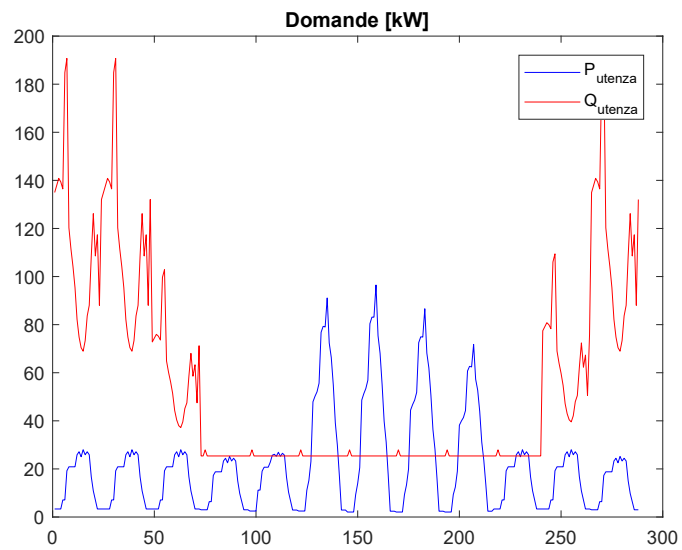
Tabella 4.17: Valori degli incentivi annui per ottenere un *PBP* attualizzato ($r = 7\%$) pari a 5 anni per un impianto a Napoli.

Figura 4.21: Irradianza e profili di carico a Napoli.

(a) Irradianza su superficie inclinata di 40°.



(b) Potenza elettrica e termica richieste dall'utenza.



9.5 Risultati Firenze

I risultati per Firenze (zona climatica D) sono riportati in tabella 4.18 e 4.19.

I valori di irradianza e le richieste termica ed elettrica sono illustrati in fig. 4.22a e fig. 4.22b.

Caso	$C_{inv,tot}$ [€]	$PBP_{iniziale}$ [anni]	PBP_{sost} [anni]	VAN [€]	FAE [€]	Area [m^2]
Solo MCI	136040	5	7	98131	9262	-
MCI+ 50% PV	194204	6	5	133891	11489	205.5
MCI+ full space PV	234607	7	4	149491	12827	348
MCI+ 100% PV	251923	7	4	155839	13372	409*
MCI+ 50% PV + collettori	223445	6	4	163921	14066	242
MCI+ full space PV + collettori	250584	7	4	175869	15091	347
MCI+ 100% PV + collettori	281164	7	4	186410	15995	445*
50% PV + collettori	85684	7	-	91513	7852	242
full space PV + collettori	114544	7	-	125046	10730	347
100% PV + collettori	143404	7	-	155319	13328	445*

Tabella 4.18: Risultati valutazione dell'investimento per Firenze ($r = 7\%$) sfruttando i risultati dell'ottimizzazione del funzionamento.

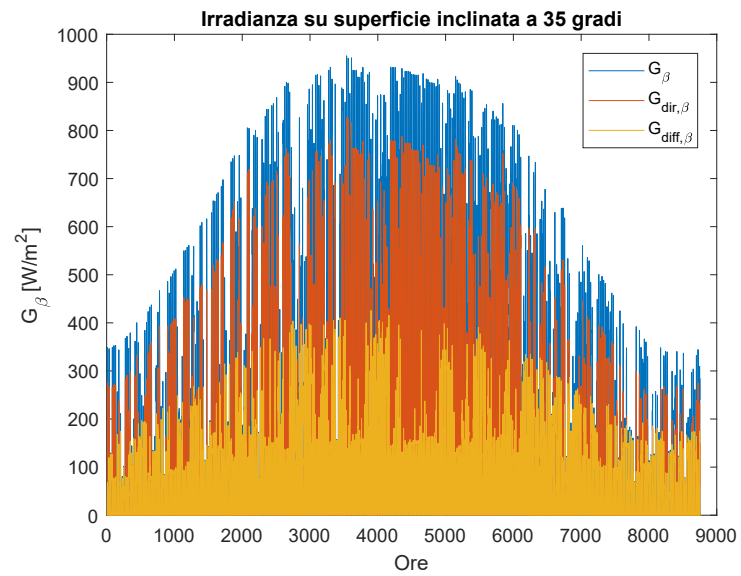
9. Calcolo con PBP attualizzato fissato

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	ppv [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+50% PV	2978	0	0.074	-	146104	12537	9.12
MCI+full space PV	7214	0	0.126	-	179070	15366	19.78
MCI+100% PV	9087	0	0.138	-	193099	16569	23.90
MCI+50% PV + collettori	2409	0	0.040	112.4	173798	14913	6.03
MCI+full space PV + collettori	5377	0	0.078	187.7	197918	16983	12.53
MCI+100% PV + collettori	8475	0	0.104	236.4	221163	18978	18.64
50% PV + collettori	2943	0.008	0.017	137.4	103584	8888	13.1
full space PV + collettori	4241	0.013	0.027	148.1	142438	12222	13.9
100% PV + collettori	5812	0.019	0.038	162.1	179152	15373	15.34

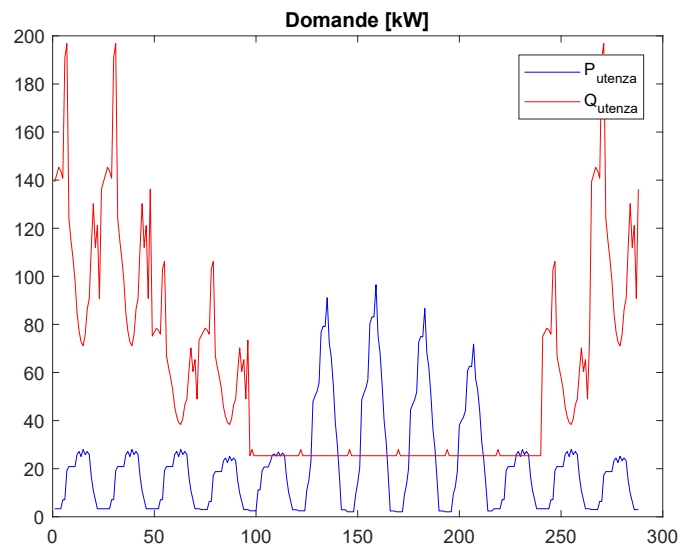
Tabella 4.19: Valori degli incentivi annui per ottenere un *PBP* attualizzato ($r = 7\%$) pari a 5 anni per un impianto a Firenze.

Figura 4.22: Irradianza e profili di carico a Firenze.

(a) Irradianza su superficie inclinata di 35°.



(b) Potenza elettrica e termica richieste dall'utenza.



9.6 Risultati Belluno

I valori ottenuti per Belluno (zona climatica F) sono riportati in tabella 4.20 e 4.21, e sono come ci si aspettava i più bassi in termini economici, richiedendo pertanto un incentivo maggiore.

I valori di irradianza e le richieste termica ed elettrica sono illustrati in fig. 4.23a e fig. 4.23b.

Caso	$C_{inv,tot}$ [€]	$PBP_{iniziale}$ [anni]	PBP_{sost} [anni]	VAN [€]	FAE [€]	Area [m^2]
Solo MCI	136040	5	7	96714	9129	-
MCI+ 50% PV	194204	7	5	118119	10135	205.5
MCI+ full space PV	234607	8	4	129256	11091	348
MCI+ 100% PV	251923	8	4	132016	11328	409*
MCI+ 50% PV + collettori	221724	6	5	144064	12362	242
MCI+ full space PV + collettori	250584	7	4	152791	13111	347
MCI+ 100% PV + collettori	279444	8	4	158180	13573	445*
50% PV + collettori	85684	9	-	67628	5803	242
full space PV + collettori	114544	9	-	96104	8246	347
100% PV + collettori	143404	9	-	119556	10259	445*

Tabella 4.20: Risultati valutazione dell'investimento per Belluno ($r = 7\%$) sfruttando i risultati dell'ottimizzazione del funzionamento.

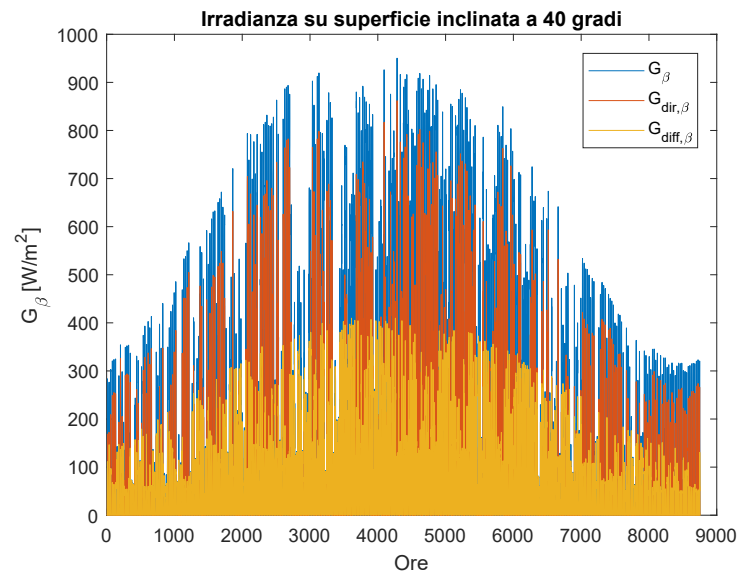
9. Calcolo con PBP attualizzato fissato

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	ppv [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+50% PV	4058	0.038	0.077	-	134760	11563	14.08
MCI+full space PV	8649	0	0.164	-	164720	14134	27.43
MCI+100% PV	10728	0	0.183	-	176007	15103	33.32
MCI+50% PV + collettori	3767	0.024	0.048	175.8	159511	13687	10.72
MCI+full space PV + collettori	7022	0	0.109	245.2	181585	15581	18.84
MCI+100% PV + collettori	10420	0	0.143	290.6	200909	17240	27.01
50% PV + collettori	4614	0.014	0.028	215.4	86547	7426	27.97
full space PV + collettori	6340	0.020	0.041	221.4	122102	10477	27.05
100% PV + collettori	8340	0.028	0.057	232.6	153755	13193	28.6

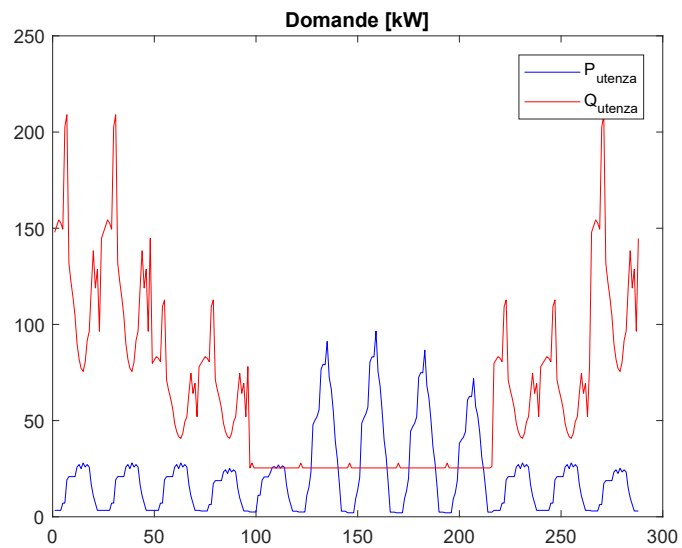
Tabella 4.21: Valori degli incentivi annui per ottenere un *PBP* attualizzato ($r = 7\%$) pari a 5 anni per un impianto a Belluno.

Figura 4.23: Irradianza e profili di carico a Belluno.

(a) Irradianza su superficie inclinata di 40°.



(b) Potenza elettrica e termica richieste dall'utenza.



10 Calcolo con pareggio del VAN

Alternativamente all'impostazione di un PBP_{des} di 5 anni, si considera un altro approccio basato sull'assegnazione di un incentivo tale da consentire un pareggio del VAN rispetto a una situazione di riferimento, considerata ancora Palermo.

Per fare ciò si calcola l'incentivo totale come differenza tra i flussi attualizzati ottenuti nel caso di riferimento e quelli della località considerata:

$$I_{new,tot} = \Delta Flussi_{att} \quad (4.140)$$

Tale incentivo poi viene ripartito su un certo numero di anni, in questo caso se ne sono considerati 5 così da poter effettuare un confronto diretto con il caso precedente.

	$I_{new,tot}$ [€]	$I_{new,anno}$ [$\frac{€}{anno}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	PBP_{new} anni	incr. % VAN
MCI+full space PV	5410	1082	166734	14307	7+4	3.35
MCI+full space PV + collettori	2203	440	195668	16790	6+4	1.13
full space PV + collettori	3648	729	153350	13159	6	2.44

Tabella 4.22: Valori degli incentivi da assegnare a Napoli per ottenere un VAN ($r = 7\%$) pari a quello di Palermo. L'incentivo medio annuo è calcolato supponendo un periodo di erogazione di 5 anni.

10. Calcolo con pareggio del VAN

	$I_{new,tot}$ [€]	$I_{new,anno}$ [$\frac{€}{anno}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	PBP_{new} anni	incr. % VAN
MCI+full space PV	17242	3448	166734	14307	6+4	11.53
MCI+full space PV + collettori	21495	4299	197388	16938	6+4	12.22
full space PV + collettori	30023	6004	155070	13306	6	24.01

Tabella 4.23: Valori degli incentivi da assegnare a Firenze per ottenere un VAN ($r = 7\%$) pari a quello di Palermo.

	$I_{new,tot}$ [€]	$I_{new,anno}$ [$\frac{€}{anno}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	PBP_{new} anni	incr. % VAN
MCI+full space PV	21773	4354	166734	14307	6+4	15.02
MCI+full space PV + collettori	25171	5034	197388	16937	6+4	14.61
full space PV + collettori	34179	6835	155070	13306	6	28.27

Tabella 4.24: Valori degli incentivi da assegnare a Padova per ottenere un VAN ($r = 7\%$) pari a quello di Palermo.

10. Calcolo con pareggio del VAN

	$I_{new,tot}$ [€]	$I_{new,anno}$ [$\frac{€}{anno}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	PBP_{new} anni	incr. % VAN
MCI+full space PV	37477	7495	166734	14307	6+5	28.99
MCI+full space PV + collettori	44546	8909	197388	16937	6+4	29.14
full space PV + collettori	58965	11793	155070	13306	6	61.35

Tabella 4.25: Valori degli incentivi annui da assegnare a Belluno ottenere un VAN ($r = 7\%$) pari a quello di Palermo.

11 Situazione senza incentivi statali

Si effettuano ora i medesimi calcoli delle sezioni precedenti eliminando però i contributi degli incentivi statali.

11.1 Risultati Palermo

Caso	$C_{inv,tot}$ [€]	$PBP_{iniziale}$ [anni]	PBP_{sost} [anni]	VAN [€]	FAE [€]	Area [m ²]
Solo MCI	136040	6	9	42157	3979	-
MCI+ full space PV	234607	8	5	116240	9974	348
MCI+ full space PV + collettori	250584	8	4	131415	11276	347
full space PV + collettori	114544	8	-	130068	11161	347

Tabella 4.26: Risultati valutazione dell'investimento per Palermo senza incentivi statali ($r = 7\%$) sfruttando i risultati dell'ottimizzazione del funzionamento.

	I_{new} [$\frac{€}{anno}$]	i_{PV} [$\frac{€}{kWh}$]	p_{PV} [$\frac{€}{kWh}$]	i_{coll} [$\frac{€}{m^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+full space PV	9831	0	0.167	-	156551	13433	34.67
MCI+full space PV + collettori	10904	0	0.152	380.8	176126	15113	34.02
full space PV + collettori	5939	0.019	0.039	207.4	154419	13250	18.72

Tabella 4.27: Valori degli incentivi annui per ottenere un PBP attualizzato ($r = 7\%$) pari a 5 anni per un impianto a Palermo.

11.2 Risultati Napoli

Caso	$C_{inv,tot}$ [€]	$PBP_{iniziale}$ [anni]	PBP_{sost} [anni]	VAN [€]	FAE [€]	Area [m^2]
Solo MCI	136040	6	9	41274	3895	-
MCI+ full space PV	234607	8	5	111140	9537	348
MCI+ full space PV + collettori	252304	8	4	126318	10839	347
full space PV + collettori	114544	8	-	123844	11161	347

Tabella 4.28: Risultati valutazione dell'investimento per Napoli senza incentivi statali ($r = 7\%$) sfruttando i risultati dell'ottimizzazione del funzionamento.

	I_{new} [$\frac{€}{anno}$]	i_{PV} [$\frac{€}{kWh}$]	ppv [$\frac{€}{kWh}$]	i_{coll} [$\frac{€}{m^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+full space PV	10250	0	0.172	-	153169	13143	37.81
MCI+full space PV + collettori	11526	0	0.158	396.6	173580	14895	37.41
full space PV + collettori	6648	0	0.091	228.7	151103	12966	22.01

Tabella 4.29: Valori degli incentivi annui per ottenere un PBP attualizzato ($r = 7\%$) pari a 5 anni per un impianto a Napoli.

11. Situazione senza incentivi statali

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	p_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+full space PV	1082	0	0.017	-	116240	9974	4.35
MCI+full space PV + collettori	675	0	0.009	23.23	131415	11276	2.67
full space PV + collettori	900	0	0.012	30.98	130068	11161	3.63

Tabella 4.30: Valori degli incentivi annui per ottenere un VAN a Napoli pari a quello di Palermo.

11.3 Risultati Firenze

Caso	$C_{inv,tot}$ [€]	$PBP_{iniziale}$ [anni]	PBP_{sost} [anni]	VAN [€]	FAE [€]	Area [m^2]
Solo MCI	136040	6	9	40423	3815	-
MCI+ full space PV	234607	8	5	99796	8563	348
MCI+ full space PV + collettori	252304	9	4	110002	9439	347
full space PV + collettori	114544	9	-	101900	8744	347

Tabella 4.31: Risultati valutazione dell'investimento per Firenze senza incentivi statali ($r = 7\%$) sfruttando i risultati dell'ottimizzazione del funzionamento.

11. Situazione senza incentivi statali

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	ppv [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+full space PV	11060	0	0.193	-	145147	12455	45.44
MCI+full space PV + collettori	12458	0	0.180	435.0	161085	13822	46.43
full space PV + collettori	8015	0	0.116	279.9	151103	12966	32.25

Tabella 4.32: Valori degli incentivi annui per ottenere un PBP attualizzato ($r = 7\%$) pari a 5 anni per un impianto a Firenze.

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	ppv [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+full space PV	3288	0	0.057	-	116240	9974	16.47
MCI+full space PV + collettori	4282	0	0.062	149.5	131415	11276	19.46
full space PV + collettori	5633	0	0.081	196.7	130068	11161	27.64

Tabella 4.33: Valori degli incentivi annui per ottenere un VAN a Firenze pari a quello di Palermo.

11.4 Risultati Padova

Caso	$C_{inv,tot}$ [€]	$PBP_{iniziale}$ [anni]	PBP_{sost} [anni]	VAN [€]	FAE [€]	Area [m ²]
Solo MCI	136040	6	9	39477	3726	-
MCI+ full space PV	234607	9	5	95418	8187	348
MCI+ full space PV + collettori	252304	9	4	106627	9149	347
full space PV + collettori	114544	9	-	98016	8410	347

Tabella 4.34: Risultati valutazione dell'investimento per Padova senza incentivi statali ($r = 7\%$) sfruttando i risultati dell'ottimizzazione del funzionamento.

	I_{new} [$\frac{€}{anno}$]	i_{PV} [$\frac{€}{kWh}$]	ppV [$\frac{€}{kWh}$]	i_{coll} [$\frac{€}{m^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+full space PV	11338	0	0.206	-	141907	12177	48.72
MCI+full space PV + collettori	12458	0	0.190	442.2	158551	13605	48.69
full space PV + collettori	8260	0	0.124	288.4	131885	11317	34.55

Tabella 4.35: Valori degli incentivi annui per ottenere un PBP attualizzato ($r = 7\%$) pari a 5 anni per un impianto a Padova.

11. Situazione senza incentivi statali

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	p_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+full space PV	4164	0	0.075	-	116240	9974	21.82
MCI+full space PV + collettori	4282	0	0.062	149.5	131415	11276	19.46
full space PV + collettori	6410	0	0.096	223.8	130068	11161	32.70

Tabella 4.36: Valori degli incentivi annui per ottenere un VAN a Padova pari a quello di Palermo.

11.5 Risultati Belluno

Caso	$C_{inv,tot}$ [€]	$PBP_{iniziale}$ [anni]	PBP_{sost} [anni]	VAN [€]	FAE [€]	Area [m^2]
Solo MCI	136040	6	9	39006	3681	-
MCI+ full space PV	234607	9	5	80192	6881	348
MCI+ full space PV + collettori	252304	9	5	87112	7475	347
full space PV + collettori	114544	11	-	74297	6375	347

Tabella 4.37: Risultati valutazione dell'investimento per Belluno senza incentivi statali ($r = 7\%$) sfruttando i risultati dell'ottimizzazione del funzionamento.

11. Situazione senza incentivi statali

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	ppv [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+full space PV	12447	0	0.236	-	131228	11260	63.64
MCI+full space PV + collettori	14088	0	0.219	492.0	144880	12432	66.31
full space PV + collettori	10011	0	0.155	349.5	115344	9897	55.24

Tabella 4.38: Valori degli incentivi annui per ottenere un PBP attualizzato ($r = 7\%$) pari a 5 anni per un impianto a Belluno.

	I_{new} [$\frac{\text{€}}{\text{anno}}$]	i_{PV} [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	ppv [$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$]	i_{coll} [$\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$]	VAN_{new} [€]	FAE_{new} [€]	incr. % VAN
MCI+full space PV	7209	0	0.137	-	116240	9974	44.95
MCI+full space PV + collettori	8860	0	0.137	309.4	131415	11276	50.85
full space PV + collettori	11154	0	0.173	389.5	130068	11161	75.06

Tabella 4.39: Valori degli incentivi annui per ottenere un VAN a Belluno pari a quello di Palermo.

11.6 Analisi dei risultati

Situazione con incentivi statali Considerando gli attuali meccanismi di incentivazione, l'investimento effettuato solo sui motori acquisisce competitività esclusivamente rispetto alla soluzione con soli impianti solari nelle zone più sfavorite, ossia per Firenze e Padova nel caso di mancato sfruttamento di tutta la superficie utile, mentre prevale del tutto per le località più a Nord anche utilizzando tutta l'area disponibile.

Particolarmente interessante è come l'investimento effettuato su un sistema comprendente motori, PV e solare termico, nonostante riduca la superficie utile per l'in-

11. Situazione senza incentivi statali

stallazione di pannelli fotovoltaici, si riveli in ogni località quella più conveniente anche senza sfruttare tutto lo spazio disponibile. Ciò è dovuto ai bassi costi dell'accumulo, che in questo caso aumentano essendo i micro cogeneratori in grado di produrre energia termica in grande quantità, e all'incentivo particolarmente premiante del Conto Termico, che per superfici installate al di sotto dei $50 m^2$ viene erogato in soli due anni fino a un valore massimo pari al 65% della spesa.

Vale la pena di osservare che i sistemi privi di motori e alimentati da solare raggiungano, fino al caso di Napoli, valori di VAN pari a circa l'80% della configurazione ibrida, seppur con un tempo di ritorno leggermente superiore (circa un anno) sulla spesa iniziale. Queste configurazioni *full green* rimangono le meno convenienti dal punto di vista del valore attuale netto a parità di superficie utile considerata rispetto a quelle con micro cogeneratori anche per le zone più favorite. La loro competitività cresce all'aumentare del sovradimensionamento dell'impianto (ovvero realizzazione per la sola copertura dei picchi) essendo le tariffe del decreto FER 1 sull'energia netta immessa in rete pari a dieci volte il premio sull'autoconsumo. Il rapporto tra i VAN nel caso di Belluno cresce infatti dal 54% al 68% passando dai 48 kW agli 82 kW di potenza fotovoltaica installata.

Si tenga tuttavia presente che la taglia dell'impianto fotovoltaico è in ogni caso inferiore ai 100 kW: se dovesse essere superiore l'incentivo si ridurrebbe da 105 €/MWh a 90 €/MWh.

I $PBP_{iniziale}$ variano mediamente dai 6 anni delle zone più favorite (Palermo) ai 7 anni di quelle più sfavorite (Belluno) per la configurazione ibrida ottima comprensiva di tutte le tipologie di impianto, mentre per il sistema *full green* si passa dai 6 ai 9 anni. I VAN del sistema ibrido si riducono di circa il 30% dalla zona B alla F, quelli del sistema *full green* di circa il 40%.

Imponendo un PBP attualizzato di 5 anni, si ottengono valori di incentivo:

- *Per la soluzione con motori*: da un minimo di 3815 €/anno a Palermo (2398 €/anno a Lampedusa, ma si tiene in considerazione Palermo essendo di maggior interesse pratico) a un massimo di 7022 €/anno a Belluno. Il VAN per Palermo cresce del 7.92%, per Belluno del 18.84%.
- *Per la soluzione con sola fonte solare*: 2021 €/anno a Palermo e 6340 €/anno a Belluno. Il VAN per Palermo cresce del 5.34%, per Belluno del 27.05%.

Invece nell'ipotesi di pareggio del VAN con quello di Palermo si ha:

11. Situazione senza incentivi statali

- *Per la soluzione con motori:* da un minimo di 440 €/anno a Napoli a un massimo di 8909 €/anno a Belluno. Il VAN per Napoli cresce solo dell'1.13%, per Belluno del 29.14%.
- *Per la soluzione con sola fonte solare:* 729 €/anno a Napoli e 11793 €/anno a Belluno. Il VAN per Napoli cresce del 2.44%, per Belluno del 61.35%.

Situazione senza incentivi statali In tal caso la situazione è più diversificata.

Per quanto riguarda il criterio del *PBP* a 5 anni, si hanno valori di incentivo tali che i nuovi valori di VAN siano inferiori rispetto a quelli dei sistemi con contributo statale (di base, senza incentivo addizionale calcolato) al Sud, e superiori al Nord.

La differenza di VAN tra Palermo e Belluno si riduce dal 42% senza alcun contributo al 25.3%. In particolare si ha:

- Per il sistema ibrido con motori, fotovoltaico e collettori, un aumento del VAN del 34% con un incentivo di 10904 €/anno a Palermo e del 66.31% a Belluno con 14088 €/anno.
- Per il sistema *full green* si ha invece una crescita del 18.72% a Palermo e del 55.24% a Belluno e contributi da un minimo di 5939 €/anno a un massimo di 10011 €/anno.

D'altra parte il metodo basato sul pareggio del VAN comporta:

- Valori attuali netti sempre inferiori rispetto a quelli conseguiti con l'attuale sistema di incentivazione statale (essendo del resto il VAN di riferimento quello di Palermo senza contribuzioni).
- Differenze di incentivo per il sistema ibrido tra Belluno e Napoli del 131% e crescite del VAN rispettivamente del 66.31% e del 2.67%.

Ne emerge dunque come un criterio di assegnazione degli incentivi basato sull'impostazione di un *payback* desiderato si riveli in un certo senso più "equo" rispetto a uno che preveda il pareggio del VAN dei vari investimenti, poiché in quest'ultimo caso gli incentivi da erogare per le zone più sfavorite diventerebbero notevolmente maggiori, mentre quelli nelle zone più a Sud sarebbero nulli. Inoltre c'è da considerare quanto emerso nella precedente analisi sulla diffusione territoriale del fotovoltaico, che già si concentra soprattutto nelle regioni del Nord, ragion per cui si necessita di un criterio che spinga anche gli investimenti nel meridione.

12 Criterio generale per il calcolo dell'incentivo

vo

A questo punto ci si pone l'obiettivo di essere in grado di calcolare l'incentivo da erogare in una qualsiasi località i come:

$$I_i = k \cdot I_{ref} \quad (4.141)$$

ovvero definendo un modificatore dell'incentivo k (adimensionale) rispetto a un valore di riferimento, per il quale si ha $k = 1$.

Come riferimento si sceglie l'incentivo calcolato per Palermo (zona B).

I valori di I_{new} precedentemente calcolati vengono quindi normalizzati rispetto a quello per Palermo al fine di tracciare le curve di k in funzione di un determinato parametro.

Si propongono a tal scopo due tipi di variabili:

1. I gradi giorno della località considerata (fig. 4.24a, fig. 4.24b);
2. L'irradiazione media annua su piano orizzontale espressa in kWh/m^2 (fig. 4.25a, fig. 4.25b).

Avendo trattato nel caso studio la fonte solare, in questo caso l'ideale sarebbe utilizzare i valori di irradiazione, tuttavia la norma UNI10349 riporta esclusivamente dei valori di irradiazione media giornaliera mensile, e volendo risalire a quella annuale solo da questi ultimi si sono riscontrate delle incongruenze quali valori maggiori di radiazione annua per località più a Nord come Trento e Bolzano rispetto a Padova. Si sono pertanto utilizzati i valori di uno studio dell'ENEA [71] che raggruppa misurazioni medie annue tra il 1994 e il 1999.

Per avere un'alternativa valida che abbia anche un riferimento normativo si propone quindi una curva in funzione dei gradi giorno.

I valori impiegati sono:

- Lampedusa: $1750 kWh/m^2$, 568 GG;
- Palermo: $1631 kWh/m^2$, 751 GG;
- Napoli: $1538 kWh/m^2$, 1034 GG;

12. Criterio generale per il calcolo dell'incentivo

- Firenze: 1433 kWh/m^2 , 1821 GG;
- Padova: 1394 kWh/m^2 , 2383 GG;
- Belluno: 1315 kWh/m^2 , 3043 GG;

Si tracciano quindi le curve per la migliore soluzione ibrida trovata (denominata caso 1) e per la soluzione *full green* (caso 2), utilizzando i risultati del metodo con *payback* fissato.

Le funzioni per il calcolo del modificatore k sono ottenute tramite la funzione *fit* di MATLAB®[®], la quale restituisce per i casi 1 e 2 rispettivamente le polinomiali (4.142) e (4.143) e ponendo in ascissa i gradi giorno, e (4.144) e (4.145) utilizzando i valori di radiazione.

$$k = -4.87 \cdot 10^{-14} \cdot x^4 + 5.93 \cdot 10^{-10} \cdot x^3 - 2.27 \cdot 10^{-6} \cdot x^2 + 3.7 \cdot 10^{-3} \cdot x - 0.782 \quad (4.142)$$

$$k = -1.13 \cdot 10^{-13} \cdot x^4 + 1.43 \cdot 10^{-9} \cdot x^3 - 5.64 \cdot 10^{-6} \cdot x^2 + 9.30 \cdot 10^{-3} \cdot x - 3.62 \quad (4.143)$$

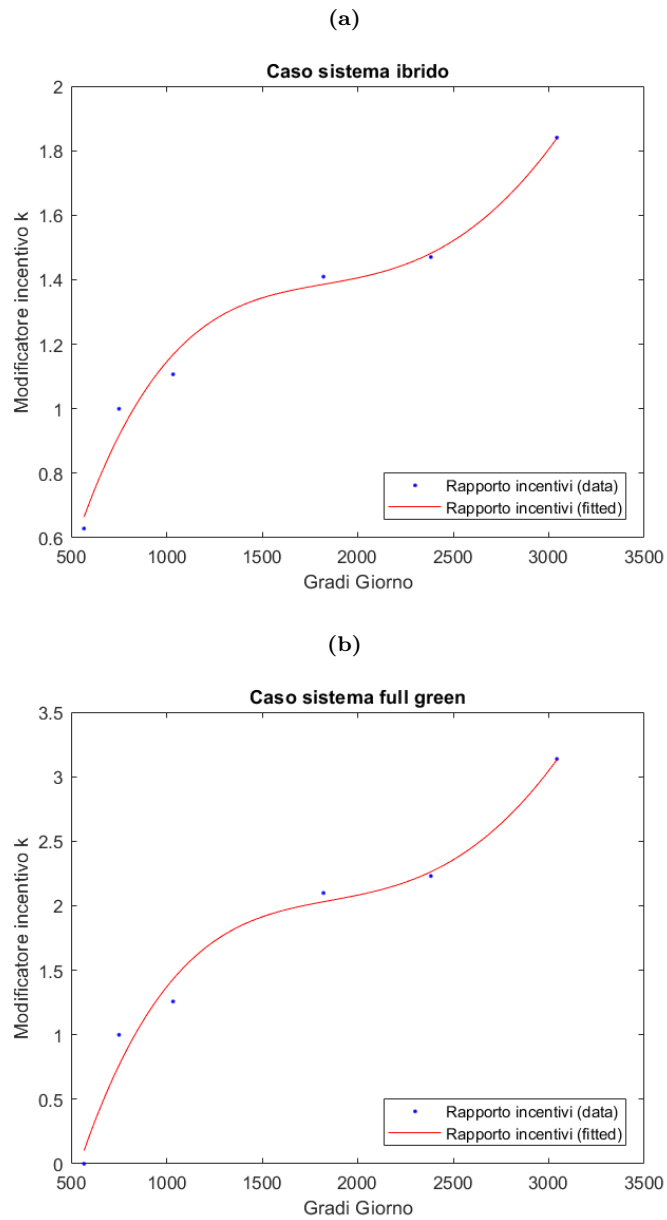
$$k = -6.68 \cdot 10^{-11} \cdot x^4 + 3.86 \cdot 10^{-7} \cdot x^3 - 8.29 \cdot 10^{-4} \cdot x^2 + 0.779 \cdot x - 268.4 \quad (4.144)$$

$$k = -2.418 \cdot 10^{-10} \cdot x^4 + 1.43 \cdot 10^{-6} \cdot x^3 - 3.1 \cdot 10^{-3} \cdot x^2 + 3.02 \cdot x - 1081 \quad (4.145)$$

Un numero maggiore di simulazioni porterebbe ovviamente a una migliore accuratezza delle curve, che comunque sembrano prestarsi bene anche a un'approssimazione lineare, in particolar modo quelle in funzione sull'irradiazione.

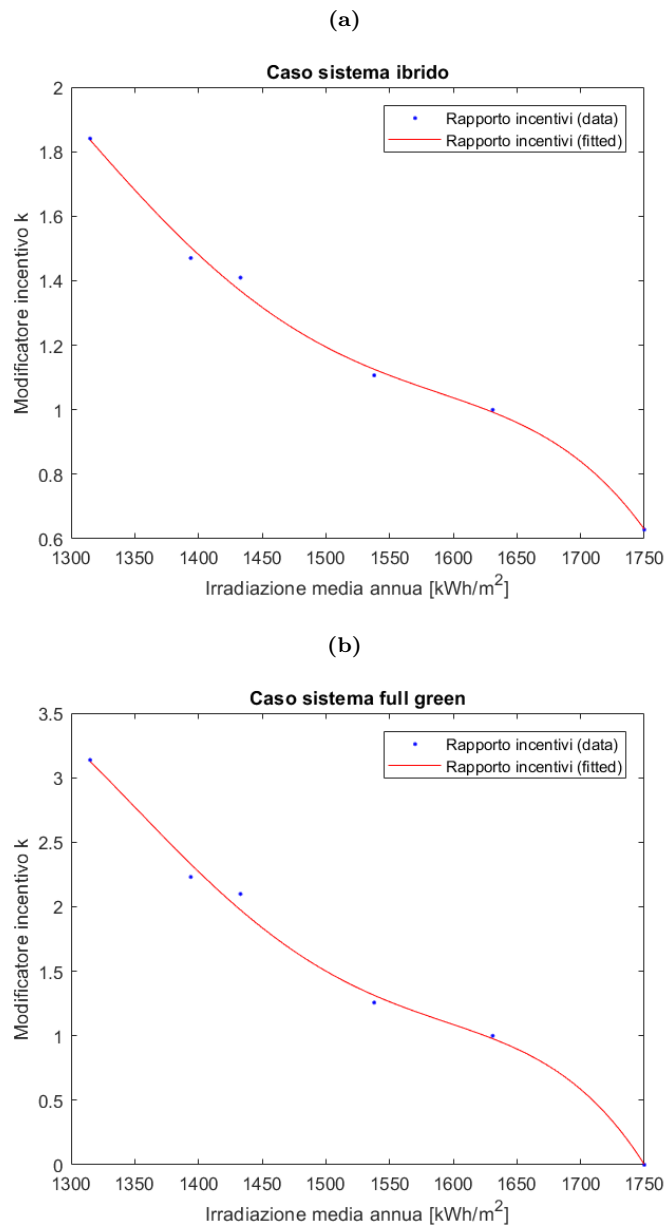
Lo stesso metodo può essere applicato al criterio del pareggio del VAN, assegnando un riferimento diverso e ponendo a 0 l'incentivo per Palermo.

Figura 4.24: Curve del modificatore dell'incentivo in funzione dei gradi giorno.



12. Criterio generale per il calcolo dell'incentivo

Figura 4.25: Curve del modificatore dell'incentivo in funzione dell'irradiazione media annua in kWh/m^2 .



13 Sintesi e considerazioni

In questo capitolo, dopo aver sintetizzato la struttura generale dei problemi MILP e MINLP e aver realizzato un modello semplice per presentare le diverse tipologie di vincoli con cui si ha a che fare a seconda dell'obiettivo dell'ottimizzazione e del tipo di tecnologie coinvolte, ci si è focalizzati sulla ricerca di una procedura generale per la ricerca degli incentivi da assegnare per rendere competitivo l'investimento in un *Hybrid Power System* con fonti rinnovabili.

Tale procedura è illustrata in fig. 4.26.

Il primo passo è l'individuazione di una categoria da incentivare, che può essere già nota o frutto di una procedura di ottimizzazione del design. In questo capitolo si è preferito partire da alcune configurazioni prescelte allo scopo di poter mettere direttamente in evidenza le differenze tra le stesse, ma è possibile anche scegliere il sistema da incentivare in relazione a un'ottimizzazione del design che tenga già in considerazione i vincoli di spazio e i costi di investimento. Ciò può essere realizzato sia apportando delle semplici modifiche al modello introducendo le variabili binarie β per la selezione degli impianti come descritto in (4.27), sia tramite software commerciali come HOMER PRO®.

La scelta del caso studio e le relative richieste di potenza sono di fondamentale importanza. Il profilo esaminato è relativo a un singolo edificio di dimensioni medio-grandi (12000 m^3 con una superficie utile per l'installazione di impianti solari assunta pari a 350 m^2) adibito ad uffici nell'ottica di un approccio volto alla massima decentralizzazione della produzione energetica, ma il metodo si presta bene anche allo studio di profili di carico di grandi industrie o persino di veri e propri quartieri, a patto che vengano inseriti dei profili di carico idonei.

La seconda fase prevede un'ottimizzazione del funzionamento e del design dell'accumulo termico minimizzando i costi operativi, così da poter calcolare il valore dell'incentivo in condizioni di massimo risparmio annuo.

Le configurazioni prescelte comprendono due motori a combustione interna di piccola taglia, un impianto fotovoltaico (monocristallino) e dei collettori solari termici piani, con un accumulo termico il cui design è affidato alla procedura di ottimizzazione.

Fatto ciò, è possibile procedere al calcolo del VAN e del tempo di ritorno attualizzato, tenendo conto sia di sistemi che usufruiscono già degli incentivi statali attualmente in vigore, sia di sistemi che non ricevono alcun tipo di contributo. I valori immessi di costo e del tasso di interesse per l'attualizzazione dei flussi sono tali

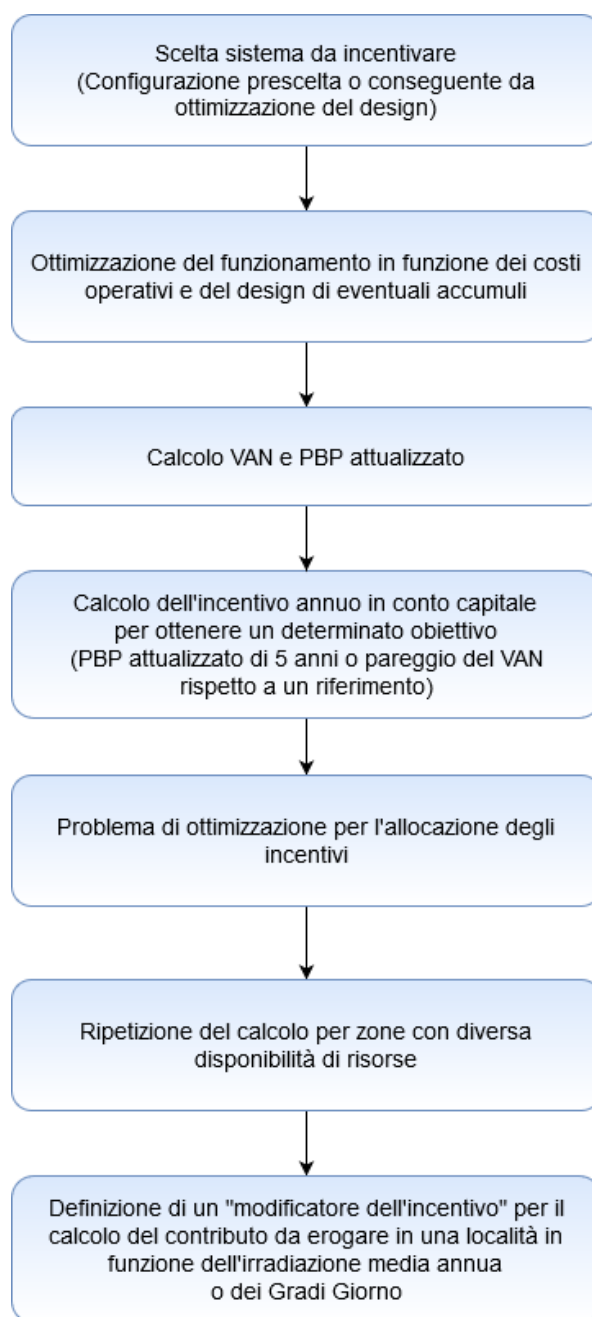


Figura 4.26: Sintesi della procedura per la valutazione degli incentivi.

13. Sintesi e considerazioni

da tenere in considerazione il punto di vista dell'imprenditore. In altri termini si sono utilizzati dei costi medi di mercato e un tasso di interesse relativamente alto (7%), creando quindi una soglia massima di incentivo da assegnare, mentre dal punto di vista di chi eroga gli incentivi sarebbe preferibile adoperare un tasso di interesse più basso (ad esempio 3%) e i costi minimi di mercato per stabilire una soglia minima.

Il sistema migliore è risultato in ogni località caso quello con motori, fotovoltaico e collettori solari. Vale la pena di osservare come la soluzione *full green* sia quella meno conveniente tenendo conto dei vincoli di spazio (dopo la configurazione con soli motori) e con una maggiore differenza sia in termini di VAN che di PBP tra le varie città. La competitività di questi impianti cresce all'aumentare del sovradimensionamento dell'impianto per i sistemi che beneficiano delle tariffe del decreto FER 1, essendo quelle sull'energia immessa in rete dieci volte maggiori rispetto al premio sull'autoconsumo.

Si sono poi ideati due criteri per l'attribuzione di un nuovo incentivo:

1. La realizzazione di un tempo di ritorno attualizzato di soli cinque anni per rendere più appetibile l'investimento per le aziende, dietro l'assunzione che queste siano meno propense per investimenti a lungo termine non direttamente legati agli obiettivi aziendali salvo per casi estremamente remunerativi;
2. Un'imposizione di un VAN pari a quello della situazione più favorita, in questo caso Palermo.

I risultati dei calcoli sono in entrambi i casi degli incentivi annui da erogare per una durata di cinque anni.

Il criterio di pareggio del VAN si mostra più equo per impianti che già beneficiano di contributi statali, essendo questi omogenei sul territorio nazionale, comportando quindi lo stesso valore di investimento anche per le zone più a Nord.

Il metodo di imposizione del PBP attualizzato pari a 5 anni invece si presta meglio per impianti a cui non viene versato nessun contributo, consentendo un aumento di valore consistente anche per gli impianti nel meridione, attualmente meno numerosi rispetto a quelli del Nord, e riducendo il divario dei VAN tra zone più o meno favorite rispetto all'odierno sistema statale (da circa il 40% al 25%).

Nel caso si voglia adoperare un sistema a tariffe come quello statale oppure ci siano diverse tecnologie rinnovabili tra cui suddividere l'incentivo, è possibile sfruttare un ultimo problema di ottimizzazione che minimizzi la somma dei valori degli incen-

tivi. Negli esempi considerati, volendo favorire la massimizzazione dell'autoconsumo e quindi ulteriori investimenti sull'efficientamento energetico come fatto dal nuovo Decreto Rilancio 2020 per le utenze domestiche, si è impostato un valore del premio sull'autoconsumo pari ad almeno il doppio dell'incentivo sull'energia netta immessa in rete. Nei casi che includono collettori piani, si è utilizzato un criterio di ripartizione dell'incentivo di tipo proporzionale, utilizzando come coefficienti i pesi, in termini di incidenza sul costo dell'investimento complessivo, delle due tecnologie.

In ultima analisi, si è definito un "modificatore dell'incentivo" k adimensionale, le cui curve sono state tracciate tramite la funzione *fit* di MATLAB® normalizzando i valori di incentivo ottenuti dalle simulazioni per gli stessi impianti posti in località differenti in funzione di due possibili parametri, ovvero l'irradiazione media annua su superficie orizzontale e i Gradi Giorno.

L'entità del contributo da assegnare in una data località diventa quindi $I = k \cdot I_{ref}$, dove I_{ref} è l'incentivo di riferimento. Per il criterio del PBP attualizzato il riferimento è Palermo (zona climatica B) essendo la più favorevole zona A di scarso interesse pratico a causa delle pochissime località coinvolte. Nel caso del metodo del pareggio del VAN l'incentivo di riferimento potrebbe essere quello di una zona più centrale, con quello di Palermo pari invece a 0.

Conclusioni

Il presente elaborato ha avuto lo scopo di individuare un criterio che, tramite l'utilizzo di un problema di *Mixed Integer Linear Programming*, consenta l'attribuzione di un incentivo alle tecnologie rinnovabili integrate in un sistema ibrido efficiente che tenga conto della disponibilità di risorse locali.

Nel capitolo iniziale è stata effettuata una panoramica sullo stato dell'arte relativo alla modellazione e all'ottimizzazione del design o del funzionamento di un generico sistema di potenza. Sono stati quindi descritti i principali vantaggi e svantaggi di ciascun approccio, risultando quello di tipo MILP il più idoneo per raggiungere l'obiettivo prefissato. L'utilizzo di modelli di questo tipo consente una grande flessibilità e si presta bene sia a problemi di ottimizzazione del design di un sistema a partire da un insieme di configurazioni prescelte, che del funzionamento di un sistema già esistente. Inoltre è possibile utilizzare i modelli MILP impostando dei problemi di ottimizzazione stocastica, sebbene questi comportino uno sforzo computazionale notevolmente maggiore. La perdita di accuratezza rispetto ai più complessi problemi non lineari (MINLP) dovuta alla linearizzazione delle curve caratteristiche delle unità che caratterizzano il sistema si può ritenere trascurabile, e con il vantaggio di un ridotto carico di elaborazione.

Nel secondo capitolo è stata presentata l'evoluzione degli incentivi statali per le rinnovabili che si sono succeduti in Italia negli ultimi anni, a partire dal CIP6 e dai Certificati Verdi fino al recente Decreto Legge 19 maggio 2020, e le relative decurtazioni degli incentivi nel passaggio da un sistema all'altro.

Presa visione dei meccanismi di incentivazione, nel terzo capitolo si sono sintetizzati i rapporti del GSE sullo sviluppo delle rinnovabili dal 2008 al 2018, calcolandone i tassi di crescita in termini di numerosità e potenza e traendo considerazioni sugli effetti degli incentivi e degli andamenti dei costi delle varie tecnologie. Ne è emerso come le fonti che più si sono diffuse negli ultimi dieci anni siano il solare fotovoltaico

e l'eolico, sebbene la maggior parte della potenza rinnovabile derivi comunque dall'idroelettrico. Significativa anche la crescita degli impianti a bioenergie, soprattutto a biogas, a partire dal 2012, mentre la situazione è rimasta pressoché invariata per la geotermia. Tra le considerazioni più interessanti vi è il calo del tasso di crescita del fotovoltaico a partire dal termine Quinto Conto Energia, assestatosi intorno al 6% annuo in termini di numerosità e al 2% di potenza, a testimoniare un impatto non particolarmente significativo del sistema di detrazioni fiscali del 50% spalmato su dieci anni e del super ammortamento al 130%, e il fatto che al 2018 le regioni con il maggior numero di impianti siano quelle del Nord, nonostante la minore disponibilità di irradiazione.

Infine nell'ultimo capitolo si è sviluppato il vero e proprio modello di ottimizzazione e il relativo nuovo criterio di incentivazione che tiene conto delle disponibilità di risorse locali.

Come preannunciato nell'introduzione, il processo di transizione verso le fonti rinnovabili è un processo graduale, dovendo tener conto di vincoli economici e tecnologici tra cui la stabilità della rete, soprattutto relativamente alle fonti non dispacciabili quali sole e vento.

Pertanto si è perseguito un approccio volto alla massima decentralizzazione della produzione energetica, contestuale alla massimizzazione dell'autoconsumo, per un singolo edificio di dimensioni prefissate con un profilo di carico caratteristico per uffici. La strategia è in tal senso simile a quanto stato fatto con il Decreto Legge 19 maggio 2020 per incentivare l'efficientamento energetico delle utenze di tipo domestico, il quale imponendo un vincolo di avanzamento di due classi energetiche dell'edificio di residenza per l'accesso agli incentivi, fa sì che l'installazione di un solo impianto fotovoltaico non sia sufficiente a rientrare nei requisiti per le detrazioni fiscali al 110%, e sia dunque necessario investire su un sistema integrato (comprendente ad esempio caldaie a condensazione e pompe di calore con gestione intelligente dei surplus da PV) che migliori l'efficienza energetica complessiva. Inoltre lo stesso decreto prevede l'eliminazione dello Scambio sul Posto per gli impianti che richiedono le nuove detrazioni, spingendo ulteriormente verso la massimizzazione dell'autoconsumo.

Il modello realizzato si pone quindi come primo obiettivo quello di ottimizzare il funzionamento in termini di minimi costi operativi e taglia dell'accumulo termico di un impianto ibrido realizzato per soddisfare il profilo dato. Tale impianto può essere esso stesso frutto di una precedente ottimizzazione del design che tenga conto dei costi di investimento e dei vincoli di spazio, sebbene in questo elaborato si siano effettuate

direttamente delle simulazioni a partire da alcune configurazioni prescelte in modo da poter effettuare un confronto diretto tra i diversi risultati.

A partire dalla configurazione ottimizzata, si valuta l'investimento per quest'ultima calcolandone il VAN e il tempo di ritorno attualizzato.

Per il profilo di carico considerato, la soluzione più conveniente dal punto di vista economico si è rivelata quella comprensiva di motori, collettori solari e fotovoltaico, considerando sia un caso inclusivo degli odierni incentivi statali che senza. Per gli impianti beneficiari dei contributi statali la soluzione *full green* diventa più competitiva al crescere della taglia dell'impianto, poiché aumenta la quota di energia immessa in rete, pagata più di dieci volte in più rispetto al premio sull'autoconsumo.

Si procede quindi al calcolo dell'eventuale incentivo annuo aggiuntivo in conto capitale da attribuire per raggiungere un obiettivo prefissato. Si propongono due criteri, uno basato sull'imposizione di un tempo di ritorno attualizzato pari a 5 anni e uno sul pareggio del VAN rispetto alla situazione più favorevole tra quelle valutate (in questo caso Palermo). Il primo metodo si rivela più adatto a sistemi che non beneficino di alcun incentivo, consentendo una più equa ripartizione di risorse sul territorio essendo il divario tra i VAN di sistemi a diverse latitudini inferiore a quello risultante dal sistema nazionale. Il secondo è più efficace nel caso di impianti che già hanno accesso ai contributi statali, eliminando del tutto le differenze sul valore dell'investimento.

Nel caso si voglia adottare un sistema di incentivazione a tariffe come quello statale oppure siano presenti diverse tecnologie rinnovabili, si imposta un ultimo problema di ottimizzazione per l'allocazione degli incentivi. Ad esempio, nel caso studio considerato si sono imposti dei vincoli che dessero priorità al premio sull'autoconsumo rispetto all'incentivo sull'energia immessa in rete ($p_{autoconsumo} \geq 2 \cdot i_{imm,rete}$) e, nella simulazione con collettori solari, si adotta un criterio proporzionale per la ripartizione dell'incentivo sulle due tecnologie basato sul peso che il costo di investimento di ciascuna di esse ha sul totale.

La stessa procedura è stata ripetuta per 6 città differenti, ciascuna rappresentativa di una zona climatica e con diverse latitudini, adottando leggere modifiche al profilo di carico per tener conto dei vincoli di accensione dei sistemi di riscaldamento, nonché dell'entità della richiesta termica stessa.

In questo modo è stato possibile definire un "modificatore dell'incentivo" k tale che $I = k \cdot I_{ref}$, essendo I_{ref} il valore di incentivo ottenuto nella zona climatica B. Avendo considerato nel modello la sola fonte solare, il valore di k è stato parametrizzato

in funzione sia dell'irradiazione media annua (utilizzando i valori contenuti in [71]) sia alternativamente in funzione dei Gradi Giorno per avere anche una solida base normativa.

Il riferimento per l'attribuzione del contributo calcolato è dato dai programmi POR FESR, il cui meccanismo di accesso è attualmente costituito dalla partecipazione a dei bandi, e che già costituiscono un sistema di incentivazione cumulativo con quello statale.

Nelle simulazioni effettuate ci si è posti da un punto di vista dell'imprenditore, utilizzando un valore cautelativo del tasso di interesse $r = 7\%$, che tiene conto anche del rischio legato alla variabilità dell'irradianza. Da un punto di vista di chi emette il contributo sarebbe più opportuno ridurre il tasso di interesse, valorizzando di più i risparmi conseguiti durante la vita utile dell'impianto, e scegliere una base di valutazione dell'incentivo coerente con i fondi che si possono mettere a disposizione (come PBP superiori o VAN di riferimento inferiori).

Il profilo di carico da soddisfare costituisce un aspetto cruciale, in quanto determina diverse configurazioni ottime da incentivare. Sull'esempio del DL 19 maggio 2020, una soluzione per promuovere, in aggiunta alla produzione energetica rinnovabile, l'efficientamento energetico o eventualmente applicazioni di trigenerazione, potrebbe essere quella di realizzare un profilo *ad hoc* che tenga già conto di richieste termiche ed elettriche conseguenti soluzioni impiantistiche efficienti e innovative per l'edificio considerato (pompe di calore, caldaie a condensazione, sistemi radianti a bassa temperatura, cicli ad assorbimento).

Volendo estendere il modello ad altre fonti rinnovabili come quella eolica, vale la pena di considerare la possibilità di un approccio di tipo stocastico. Infatti, mentre c'è una grande disponibilità di dati orari relativi ai valori di irradianza, la stessa cosa non si può dire per la velocità del vento. La distribuzione di Weibull è utile per il dimensionamento di una turbina eolica e per determinarne la producibilità annua, ma per effettuare un'ottimizzazione di un sistema integrato tenendo conto di output di potenza orari la strategia migliore potrebbe essere quella di generare opportuni scenari, seppur comportando un maggiore sforzo di elaborazione.

Bibliografia

- [1] Lund H, Andersen AN, Østergaard PA, Mathiesen BV, Connolly D., “From electricity smart grids to smart energy systems e a market operation based approach and understanding.,” *Energy* 42(1):96-102, 2012.
- [2] Lund H., Duic N., Ostergaard P.A., Mathiesen B.V., “Perspectives on Smart Energy Systems from the SES4DH 2018 Conference.,” *Energy*, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116318> .
- [3] H. Ringkjøb, P. M. Haugan, I. M. Solbrekke, “A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables.,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96 440–459, 2018.
- [4] C. A. Frangopoulos, “Recent developments and trends in optimization of energy systems.,” *Energy* 164 1011-1020, 2018 .
- [5] Rosenthal RE., “GAMS - a User’s guide,” *Washington DC, USA: GAMS Development Corp.*, 2016. Available at: <http://www.gams.com/latest/docs/userguides/GAMSUsersGuide.pdf>.
- [6] IBM ILOG CPLEX Optimization Studio, “Getting started with CPLEX,” , Available at: https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_12.6.3/ilog.odms.studio.help/pdf/gscplex.pdf.
- [7] D. Olsthoorn, F. Haghghat, P. A. Mirzaei, “Integration of storage and renewable energy into district heating systems: A review of modelling and optimization.,” *Solar Energy* 136 49–64, 2016.
- [8] Bandyopadhyay S., “Design and optimization of isolated energy systems through pinch analysis.,” *Asia-Pacific J. Chem. Eng.*, 2011;6:518-26.

- [9] Alwi SRW, Rozali NEM, Manan ZA, Klemes JJ., “A process integration targeting method for hybrid power systems.,” *Energy*, 2012;44:6-10.
- [10] Rozali NEM, Alwi SRW, Manan ZA, Klemes JJ, Hassan MY., “Process integration techniques for optimal design of hybrid power systems.,” *Appl. Therm. Eng.*, 2013;61:26-35 .
- [11] Rozali NEM, Alwi SRW, Manan ZA, Klemes JJ, Hassan MY., “Process integration of hybrid power systems with energy losses considerations.,” *Energy*, 2013;55:38-45.
- [12] Rozali NEM, Alwi SRW, Manan ZA, Klemes JJ, Hassan MY., “Sensitivity analysis of hybrid power systems using power pinch analysis considering feed-in tariff.,” *Chem. Eng. Trans.*, 2014:39.
- [13] Esfahani IJ, Lee S, Yoo C., “Extended-power pinch analysis (EPoPA) for integration of renewable energy systems with battery/hydrogen storages.,” *Renew. Energy*, 2015;80:1-14.
- [14] Esfahani IJ, Ifaei P, Kim J, Yoo C., “Design of hybrid renewable energy systems with battery/hydrogen storage considering practical power losses: a MEPoPA (modified extended-power pinch analysis).,” *Energy*, 2016;100:40-50.
- [15] Ho WS, Hashim H, Hassim MH, Muis ZA, Shamsuddin NLM., “Design of distributed energy system through electric system cascade analysis (ESCA).,” *Appl. Energy* 99:309-15, 2012.
- [16] Ho WS, Tohid MZWM, Hashim H, Muis ZA., “Electric system cascade analysis (ESCA): solar PV system. ,” *Energy* 54:481-6, 2014.
- [17] Chen C-L, Lai C-T, Lee J-Y., “A process integration technique for targeting and design of off-grid hybrid power networks. ,” *Chem. Eng. Trans.* 35:499-504, 2013.
- [18] Chen C-L, Lai C-T, Lee J-Y., “Transshipment model-based MILP (mixed-integer linear programming) formulation for targeting and design of hybrid power systems. ,” *Energy* 65:550-9, 2014.
- [19] R. Yokoyama, Y. Hasegawa, K. Ito., “ A MILP decomposition approach to large scale optimization in structural design of energy supply systems ,” *Energy Conversion and Management* 43 771–790, 2002 .

- [20] Lee J-Y, Chen C-L, Chen H-C., “ A mathematical technique for hybrid power system design with energy loss considerations. ,” *Energy Convers. Manag.* *82:301-7*, 2014 .
- [21] Wai Lip Theo, Jeng Shiun Lim, Sharifah Rafidah Wan Alwi, Nor Erniza Mohammad Rozali, Wai Shin Ho, Zainuddin Abdul-Manan, “An MILP model for cost-optimal planning of an on-grid hybrid power system for an eco-industrial park,” *Energy*, 2016.
- [22] R. Lamedica, E. Santini, A. Ruvio, L. Palagi, I. Rossetta, “A MILP methodology to optimize sizing of PV - Wind renewable energy systems,” *Energy* *165*, 385-398, 2018.
- [23] S. Rech, A. Lazzaretto, “ Smart rules and thermal, electric and hydro storages for the optimum operation of a renewable energy system,” *Energy*, 2018, 147, 742–756.
- [24] A. Bischi, L. Taccari, E. Martelli, E. Amaldi, G. Manzolini, P. Silva, S. Campanari, E. Macchi, “A rolling-horizon optimization algorithm for the long term operational scheduling of cogeneration systems,” *Energy* *184* 73-90, 2019.
- [25] Amusat O, Shearinga P, Fraga ES., “ System design of renewable energy generation and storage alternatives for large scale continuous processes.,” *In: Proc. of: 12th international symposium on process systems engineering and 25th european symposium on computer aided process engineering*, 2015 31 May-4 Jun [Copenhagen, Denmark].
- [26] A. Bischi, L. Taccari, E. Martelli, E. Amaldi, G. Manzolini, P. Silva, S. Campanari, E. Macchi, “ A detailed MILP optimization model for combined cooling, heat and power system operation planning.,” *Energy* *74* 12-26, 2014.
- [27] S. Goderbauer, B. Bahlc, P. Vollc, M. E. Lübbeckeb, A. Bardowc ,A. M.C.A. Koster, “ An adaptive discretization MINLP algorithm for optimal synthesis of decentralized energy supply systems.,” *Computers and Chemical Engineering* *95* 38–48, 2016.
- [28] C. Elsidio, A. Bischi, P. Silva, E. Martelli, “ Two-stage MINLP algorithm for the optimal synthesis and design of networks of CHP units.,” *Energy* *121* 403-426, 2017.

- [29] H. Gopalakrishnan, D. Kosanovic, “Operational planning of combined heat and power plants through genetic algorithms for mixed 0–1 nonlinear programming,” *Computers and Operations Research* 56, 51–67, 2015.
- [30] Morales R., Sàez D., Marìn L.G., Nunez A., “Microgrid planning based on fuzzy interval models of renewable sources,” *IEEE international conference on fuzzy systems. FUZZ-IEEE*, 24-29 July 2016.
- [31] Coelho Vitor N., Coelho Igor M., Coelho Bruno N., Reis Agnaldo J.R., Enayatifar Rasul, Souza Marcone J.F., Guimaraes Frederico G., “A self-adaptive evolutionary fuzzy model for load forecasting problems on smart grid environment.,” *Appl Energy*;169:567-84., 2016.
- [32] Atia R, Yamada N., “Sizing and analysis of renewable energy and battery system in residential microgrid.,” *IEEE Trans Smart Grid ;7(3)*., May 2016.
- [33] Sansa I, Villafafila R, Bellaaj NM., “Optimal sizing design of an isolated microgrid using loss of power supply probability.,” *2015 6th international renewable energy congress (IREC)*, 24-26 March 2015.
- [34] Cervone A, Carbone G, Santini E, Teodori S., “Optimization of the battery size for PV systems under regulatory rules using a Markov-Chains approach.,” *Renewable Energy* 85:657-65., January 2016.
- [35] T. T. D. Tran, A. D. Smith, “Stochastic Optimization for Integration of Renewable Energy Technologies in District Energy Systems for Cost-Effective Use,” *Energies*, 2019.
- [36] S. Pazouki, M-R. Haghifam, A. Moser, “Uncertainty modeling in optimal operation of energy hub in presence of wind, storage and demand response,” *Electrical Power and Energy Systems* 61, 335–345, 2014.
- [37] J. H. Yi, W. Ko, J-K. Park, H. Park, “Impact of carbon emission constraint on design of small scale multi-energy system,” *Energy* 161 792-808, 2018.
- [38] M. Roustai, M. Rayati, A. Sheikhi, A. Ranjbar, “A scenario-based optimization of Smart Energy Hub operation in a stochastic environment using conditional-value-at-risk.,” *Sustainable Cities and Society* 39 309–316, 2018.

- [39] Conejo A. J., Carrión M. , Morales J. M., “Decision making under uncertainty in electricity markets.,” *Vol. 1. New York: Springer*, 2010.
- [40] Pineda S., Conejo A. J., “Scenario reduction for risk-averse electricity trading.,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, 6, 694–705., 2010.
- [41] Y. Zheng, B. M. Jenkins, K. Kornbluth, C. Traeholt, “Optimization under uncertainty of a biomass-integrated renewable energy microgrid with energy storage,” *Renewable Energy* 123 204-217, 2018.
- [42] M. Sedighizadeh, M. Esmaili, N. Mohammadkhani, “Stochastic multi-objective energy management in residential microgrids with combined cooling, heating, and power units considering battery energy storage systems and plug-in hybrid electric vehicles,” *Journal of Cleaner Production*, 2018.
- [43] M. H. Shams, M. Shahabi, M. E. Khodayar, “Stochastic day-ahead scheduling of multiple energy Carrier microgrids with demand response,” *Energy* 155 326-338, 2018.
- [44] J. Yu, J-H. Ryub, I. Lee, “A stochastic optimization approach to the design and operation planning of a hybrid renewable energy system,” *Applied Energy* 247 212–220, 2019.
- [45] Rech S., “ Smart Energy Systems: Guidelines for Modelling and Optimizing a Fleet of Units of Different Configurations.,” *energies*, 2019.
- [46] Rizzetto, A., “Combined Optimization of the Operation of CHP Power Plants and the Design of Thermal Storage Systems in a District Heating Network Using Dynamic Programming (MIP) Approach.,” *Master’s Thesis, University of Padova, Padova, Italy*, 2011.
- [47] Christidis, A.; Koch, C.; Pottel, L.; Tsatsaronis, G. , “The contribution of heat storage to the profitable operation of combined heat and power plants in liberalized electricity markets.,” *Energy*, 2012, 41, 75–82.
- [48] Glover, F., “Improved Linear Integer Programming Formulations of Nonlinear Integer Problems.,” *Manag. Sci.*, 1975, 22, 455–460 .
- [49] Oberndorfer, U. , “EU emission allowances and the stock market: Evidence from the electricity industry.,” *Ecol. Econ.*, 2009, 68, 1116–1126 .

- [50] Mazzi, N.; Rech, S.; Lorenzoni, A.; Lazzaretto, A., “Application of a new optimal operating strategy to a smart energy system in the de-regulated electricity market. In Proceedings of the 30th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS2017).,” *San Diego, CA, USA*, 2–6 July 2017.
- [51] Duffie JA, Beckman WA., “Solar engineering of thermal processes, fourth ed.,” *Hoboken, New Jersey, USA; John Wiley & Sons* , 2013.
- [52] Kasten F, Young AT., “Revised optical air mass tables and approximation formula.,” *Appl Optic* , 1989;28(22):4735-8.
- [53] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR
- [54] <http://www.nextville.it/index/332>
- [55] <https://www.arera.it/it/comunicati/19/190124.htm>
- [56] http://www.nextville.it/Incentivi_e_Bandi/668/Scambio_sul_posto
- [57] <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/certificati-bianchi>
- [58] Gestore dei Servizi Energetici, Direzione Studi e Monitoraggio di Sistema, Funzione Supporto Tecnico Istituzionale, “Regolazione regionale della generazione elettrica da fonti rinnovabili.,” *Aggiornamento al 31 dicembre 2018*,
.
- [59] https://it.wikipedia.org/wiki/Fondo_europeo_di_sviluppo_regionale
- [60] https://it.wikipedia.org/wiki/Fondi_strutturali
- [61] Gestore dei Servizi Energetici, Bollettino 2 semestre 2012, “Incentivazione delle fonti rinnovabili. Certificati Verdi e Tariffe Onnicomprensive.,” *Bollettino aggiornato al 31 dicembre 2012*,
.
- [62] Gestore dei Servizi Energetici, Bollettino 2 semestre 2012, “Incentivazione delle fonti rinnovabili.,” *Bollettino aggiornato al 31 dicembre 2016*,
.

- [63] Gestore dei Servizi Energetici, “Incentivazione delle fonti rinnovabili,” *Bollettino aggiornato al 30 giugno 2019*,
.
- [64] Gestore dei Servizi Energetici, “Scenari di evoluzione del contatore FER definito dal DM 23/6/2016 Evoluzione del costo indicativo annuo e del costo indicativo annuo medio delle fonti rinnovabili non fotovoltaiche,” *31 dicembre 2019*,
.
- [65] Gestore dei Servizi Energetici, “Il punto sull’eolico.,” *Ottobre 2017*,
.
- [66] Gestore dei Servizi Energetici, “Rapporto statistico 2018 - Fonti Rinnovabili.,” *Energia da fonti rinnovabili in Italia- settori elettrico, termico e trasporti*,
.
- [67] Gestore dei Servizi Energetici, “Rapporto statistico - Solare Fotovoltaico 2018.,” *Il solare fotovoltaico in Italia, stato di sviluppo e trend del settore*,
.
- [68] [https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/
fonti-rinnovabili](https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/fonti-rinnovabili)
- [69] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2019,” *International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*, 2020.
- [70] [http://www.althesys.com/wp-content/uploads/2019/04/RS-IREX-09.04.
19-V3.pdf](http://www.althesys.com/wp-content/uploads/2019/04/RS-IREX-09.04.19-V3.pdf)
- [71] S. Petrarca, E. Cogliani, F. Spinelli , “La radiazione solare globale al suolo in Italia - Valori medi mensili stimati sulle immagini del satellite Meteosat,” *ENEA, Ente per le nuove tecnologie, l’energia e l’ambiente* , Anni 1998-1999 e media 1994-1999 .