



Università
Ca' Foscari
Venezia

Corso di Laurea Magistrale (ordinamento
ex D.M. 270/2004)
in Economia e Gestione delle Aziende

Tesi di Laurea

—
Ca' Foscari
Dorsoduro 3246
30123 Venezia

ITALIA RINNOVABILE: SITUAZIONE ATTUALE E SFIDE FUTURE

Relatore:
Prof.ssa Daniela Favaretto
Laureando:
Ludovico Zanella
Matricola 835531

Anno accademico:
2012/2013

SOMMARIO

INTRODUZIONE	5
CAPITOLO 1	11
NORMATIVA	11
1.1. Direttiva 2009/28/CE.....	11
1.2. Piano di Azione Nazionale	13
CAPITOLO 2	19
L'IDROELETTRICO IN ITALIA, SITUAZIONE ATTUALE E PROSPETTIVE FUTURE	19
2.1. L'Idroelettrico e gli impianti idroelettrici	19
2.2. Situazione attuale dell'idroelettrico in Italia	23
2.3. I costi dell'idroelettrico	41
CAPITOLO 3	47
IL SOLARE FOTOVOLTAICO IN ITALIA	47
3.1 Energia solare ed impianti solari fotovoltaici.....	47
3.2 Situazione attuale del fotovoltaico in Italia.....	50
3.3. I costi del fotovoltaico	64
CAPITOLO 4	69
L'EOLICO IN ITALIA	69
4.1 Il vento e gli impianti eolici.	69
4.2. Situazione attuale dell'eolico in Italia.	72
4.3. I costi dell'eolico.....	87
CAPITOLO 5	93
IL GEOTERMEOLETTRICO IN ITALIA.....	93
5.1 L'energia della Terra e gli impianti geotermici.....	93
5.2 Situazione attuale del geotermoelettrico in Italia	96
5.3 I costi del geotermoelettrico.....	108
CAPITOLO 6	113
LE BIOENERGIE IN ITALIA.....	113

6.1 Le bioenergie e le centrali a biomasse	113
6.2 Situazione attuale delle biomasse in Italia.....	116
6.3 I costi delle biomasse	131
CONCLUSIONI.....	135
Bibliografia	145

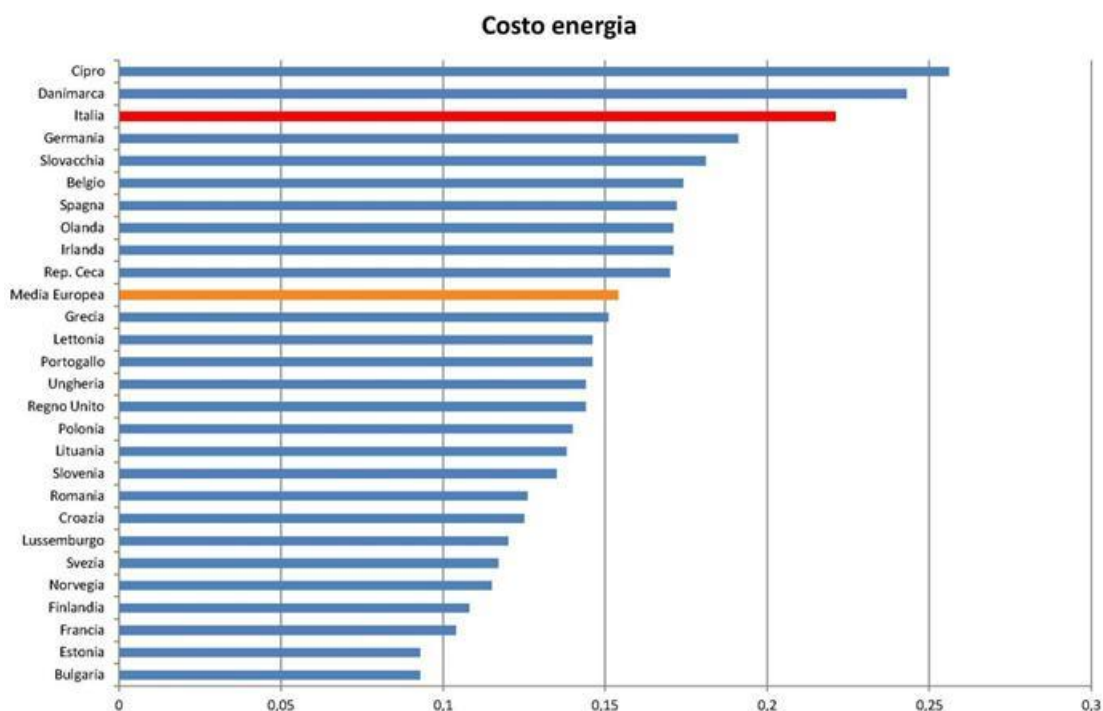
INTRODUZIONE

“New hope. New Energy È il momento per scegliere l’energia pulita adesso”. Questa è l’affermazione del presidente degli Stati Uniti d’America Barack Obama che, con semplici ed essenziali parole, ha toccato un tema quanto mai attuale e sentito in tutto il mondo.

Il tema dell’energia coinvolge ogni singolo aspetto della vita umana. Quando pensiamo all’energia non dobbiamo solo immaginare la lampadina che si illumina premendo l’interruttore della luce. Dobbiamo porci anche alcune domande: da dove arriva l’energia che permette l’illuminazione? Quanto costa tenere in funzione questa lampadina? Quali infrastrutture sono necessarie per portare l’energia fino alle nostre case? E molte altre ancora. Lo stesso sistema economico che abbiamo creato è energivoro. Fino a qualche tempo fa non occorre porsi grandi quesiti sulle questioni energetiche, in quanto il nostro sistema si cibava di fonti fossili come petrolio e carbone. Tuttavia, da un po’ di tempo a questa parte, una serie di fattori ha portato alla ribalta la questione energetica, in modo considerevole. Anzitutto i cambiamenti climatici che sono sotto gli occhi di tutti. Le fonti fossili inquinano e hanno dei pesanti impatti sull’ambiente. Il recente disastro del Golfo del Messico è un triste ma efficace esempio a tal riguardo. Inoltre le fonti fossili, in quanto non rinnovabili, tendono all’esaurimento. Certo, si stanno scoprendo nuovi giacimenti e nuovi metodi di perforazione per quelli in luoghi difficili da sfruttare; ciò non toglie che, presto o tardi, le risorse scarseggeranno per soddisfare una domanda mondiale in continua crescita, grazie anche alla “fame energetica” dei paesi in via di sviluppo. Pertanto ci troveremo in una situazione di poche risorse per tanti clienti, con conseguente incremento dei prezzi e tensioni tra Paesi che potrebbero sfociare in nuove guerre. Non dobbiamo dimenticare che ad oggi sono molti i conflitti nel mondo dovuti alla scarsità d’acqua e molti altri si avranno in futuro. Si diceva appunto dell’aumento del prezzo delle fonti fossili: il prezzo internazionale del petrolio era intorno ai 25\$ al barile nel 2002, oggi siamo intorno ai 100\$ a barile. Nel 2002 il prezzo del gas metano russo era a quota 90\$ per metro cubo, oggi siamo a 450\$ al metro cubo. Questo si traduce in un’impennata del costo dell’energia per famiglie e

imprese. Tutto questo è tanto più evidente, quanto più un Paese dipende dall'estero in termini di importazione di energia. E questo Paese è l'Italia. L'Italia è presente sul podio delle tre nazioni col maggior costo dell'energia per l'industria in Europa, dopo Cipro e Danimarca. Il costo dell'energia è infatti molto più alto rispetto alla media europea. Ciò risulta evidente dalla Figura 1, la quale riporta il costo dell'energia per kWh, in ogni Stato Membro dell'UE.

Figura 1: Costo energia elettrica per le imprese, UE a 27



Fonte dati Figura 1: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Il costo delle utenze industriali in Italia tocca infatti i 22 €/kWh, mentre la media europea è di 15 €/kWh. I prezzi al consumo invece ci vedono al sesto posto in classifica, dietro Danimarca, Germania, Cipro, Belgio e Svezia.

Come può un Paese che non possiede importanti giacimenti di fonti fossili influire sulle dinamiche relative a queste ultime? Semplicemente non può farlo. Essere importatori netti di energia significa essere in balia di eventi su cui non si può avere minima influenza o controllo. A riprova di ciò basti pensare ai conflitti che infiammano il Medio Oriente e all'influenza che questi hanno sull'andamento dei prezzi del petrolio. È impensabile e inaccettabile che il futuro energetico di un Paese dipenda da eventi e

decisioni che avvengono in altri luoghi del mondo. Non trascuriamo il fatto poi che la maggior parte dei Paesi ricchi di giacimenti di fonti fossili sono anche politicamente instabili e soggetti a una forte corruzione nelle istituzioni. È interessante notare come nel 2011 ben il 76% dell'elettricità che ha soddisfatto il nostro fabbisogno ha avuto origini estere: il 14% è stata importata dai paesi vicini e il 62 % è stata prodotta con fonti fossili importate. Le fonti rinnovabili, al contrario, hanno la pregevole caratteristica di essere disponibili in ogni luogo. Acqua, sole, vento, legno e terra sono diffuse pressoché ovunque. Le energie rinnovabili derivano dallo sfruttamento di particolari risorse naturali che non sono esauribili e il cui sfruttamento non preclude la loro fruizione da parte delle generazioni future. Il loro maggior costo è quello della costruzione dell'impianto per il loro sfruttamento. A conferma di ciò vi è il fatto che, fino ad alcuni anni fa, pochi e grandi impianti immettevano l'energia elettrica nella rete italiana. Oggi invece sono sorti più di 400.000 piccoli impianti, che permettono la generazione distribuita. Ciò significa che vengono valorizzati i contesti e gli attori locali. Questo fenomeno ha importanti ricadute in termini economici. Pensiamo alla possibilità di installare un piccolo impianto idroelettrico e fornire energia per il proprio consumo e per il consumo dei vicini, diventando di fatto imprenditori energetici. Il potenziale di sviluppo della micro generazione e della generazione diffusa è notevole. Attualmente esistono importanti limitazioni a livello legislativo, motivo per cui ci si aspetta un forte intervento in tal senso dal Governo. In termini occupazionali numerosi studi concordano che, per raggiungere gli obiettivi che l'Unione Europea ci ha assegnato al 2020, il settore delle rinnovabili conterà a quella data circa 250.000 addetti. Per dare un'idea di tale cifra, basti pensare che oggi in Italia i baristi non arrivano alle 200.000 unità. Chi scrive al momento vive in una realtà, quella del Centro Cadore, che, fino a qualche anno fa, godeva dell'industria dell'occhiale. Ora di quell'industria sono rimaste solo fabbriche abbandonate. Eppure negli ultimi anni sono state costruite numerose centraline idroelettriche che hanno portato benefici alle finanze comunali ormai al tracollo. Ma molto si può e si deve ancora fare.

Un tema importante riguarda la gestione della rete elettrica. Orbene si sta spingendo affinché si arrivi ad avere una smart grid o rete intelligente. La smart grid è una rete che permette di mantenere in equilibrio l'energia immessa e consumata, gestendo in maniera intelligente la quantità di energia presente in rete e quella richiesta dagli utenti.

L'obiettivo sarebbe quello di utilizzare le fonti rinnovabili per soddisfare la domanda maggiore e le fonti fossili per quella residua. Tuttavia è bene sottolineare come sia impensabile un futuro energetico che prescindano totalmente dalle fonti fossili, almeno nel breve-medio periodo. Questo però non deve diminuire l'intenzione di agire con sempre maggiore decisione sul fronte delle rinnovabili.

Poc'anzi si trattava delle ricadute in termini economici che lo sfruttamento delle fonti rinnovabili porta con sé. Ebbene negli ultimi cinque anni sono sorte ben 5000 nuove imprese di produzione di energia, passando dalle 2400 alle attuali 7300. Ciò si traduce in una maggiore concorrenza, con tendenza all'abbassamento del prezzo e al miglioramento della qualità del servizio, contribuendo alla progressiva liberalizzazione del settore energetico, non solo sulla carta.

Da menzionare poi il prezzo che ancora oggi paghiamo in bolletta per lo smantellamento del programma nucleare, cassato dal referendum del 1997 e dal successivo del 2011. Lo smantellamento o decommissioning costerà in totale 20 miliardi di euro, per un'energia di cui non abbiamo beneficiato, ma per la quale ancora oggi paghiamo in bolletta. Chi scrive non intende esprimere opinioni in favore o meno del nucleare, ma semplicemente sottolineare come le questioni energetiche siano da prendere sul serio: non possiamo più permetterci di destinare risorse a programmi che poi non hanno futuro. Nel decidere quello che sarà il futuro energetico dell'Italia è bene adottare un'ottica di lungo periodo e prescindere da valutazioni basate sui ritorni elettorali delle scelte fatte: è in gioco la sostenibilità del nostro sistema-paese.

C'è un dato curioso che è interessante riportare nel presente lavoro: nel 2011 sono stati spesi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili 7.5 miliardi di euro, nello stesso anno gli italiani hanno speso in lotterie e scommesse quasi 80 miliardi di euro. La domanda sorge spontanea: potrà una nazione di 60 milioni di abitanti avere un futuro spendendo in slot machines? O forse è il caso di iniziare, fin dai primi anni di formazione scolastica, a trasmettere una migliore cultura per avere una migliore nazione? Molto spesso pensiamo che l'economia sia esprimibile tramite modelli matematici e grafici. Ma quante volte ci siamo accorti che decisioni fondamentali in campo economico non vengono prese per l'influenza di altre variabili? Il tema delle rinnovabili non coinvolge solo calcoli prettamente economici di ritorno sull'investimento, ma ingloba

considerazioni sull'ambiente, sulla salute e su molte altre tematiche che esulano dagli scopi del presente lavoro.

Il dibattito sulle rinnovabili è di attualità. Tuttavia lo sfruttamento delle fonti rinnovabili tanto attuale non è. Le prime centrali geotermiche ed idroelettriche risalgono ai primi dell'Ottocento per l'Italia, e hanno permesso la prima industrializzazione della penisola. Ma si può andare ancora più indietro nel tempo, fino ai mulini a vento utilizzati per macinare il grano.

In questo lavoro ho deciso di occuparmi delle rinnovabili nel settore elettrico in Italia, con una visione generale. Il primo capitolo si occupa della normativa che indirizza il futuro delle rinnovabili: la Direttiva 2009/28/CE. Dopodiché sarà brevemente introdotto il PAN (Piano di Azione Nazionale), il documento che ogni Stato Membro deve redigere per spiegare come intende raggiungere gli obiettivi previsti dall'UE al 2020. I capitoli centrali si occuperanno di tutte le varie forme di energia rinnovabile per il settore elettrico. Sarà illustrato il funzionamento di una centrale. Saranno analizzati i dati sulla produzione annua, sull'evoluzione della numerosità del parco impianti, sull'evoluzione della potenza installata suddivisa per tipologia di impianto e per dimensione. Verranno analizzati gli anni dal 2000 al 2012, in alcuni casi i dati più recenti arrivano al 2009. Questo è un problema importante sul fronte delle rinnovabili: la disponibilità di dati, anche su questioni rilevanti come prezzo e costi, è limitata per il grande pubblico. Oggetto del secondo capitolo sarà la trattazione dell'Idroelettrico, forma energetica che vanta una lunga tradizione nel nostro Paese. Il Fotovoltaico sarà discusso nel capitolo terzo. Il quarto capitolo sarà dedicato all'Eolico. Il quinto al Geotermoelettrico e il sesto alle Biomasse. A conclusione del lavoro sarà presentata un'analisi che permetterà di verificare a che punto siamo col raggiungimento degli obiettivi al 2020 per singola fonte rinnovabile e saranno presenti dei confronti fra l'Italia e alcuni Paesi Europei e Mondiali.

CAPITOLO 1

NORMATIVA

1.1. Direttiva 2009/28/CE

La Direttiva 2009/28/CE è stata adottata per promuovere l'uso dell'energia da fonti rinnovabili nell'Unione Europea. All'interno della stessa vi è la presa di coscienza di quelle che sono le problematiche attuali e le sfide future dell'UE, in materia di politica energetica. La situazione è complessa. L'Europa dei 27 è composta da paesi molto differenti l'uno dall'altro, per quel che riguarda la politica energetica ed il relativo fabbisogno. Ciò non toglie che vi sia un importante dato di fatto: occorre ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e, di conseguenza, porre al riparo l'Europa da eventi che hanno luogo in altre parti del mondo. Molti paesi dai quali si importano combustibili fossili sono cosiddetti "luoghi caldi", politicamente e socialmente instabili. Un'area economicamente avanzata e pertanto energivora, necessita di un approvvigionamento continuo e sicuro. Un tema questo molto caro all'Italia, paese che dipende in larga misura dalle importazioni estere. Ma l'uso delle fonti rinnovabili non rappresenta una soluzione solo a problemi di politica estera; infatti la Direttiva individua nella riduzione dell'inquinamento e nella creazione di posti di lavoro, altre due motivazioni altrettanto valide per intraprendere con maggiore decisione questo impegnativo cammino. I combustibili fossili e il conseguente modello economico, che su di essi si basa, sono responsabili di gran parte delle problematiche ambientali che affliggono il Pianeta. Muoversi in tale direzione permetterebbe di soddisfare le disposizioni del Protocollo di Kyoto. L'utilizzo delle fonti rinnovabili permetterebbe una importante riduzione dei livelli di inquinamento. Occorre infatti tener presente come i costi che derivano dall'inquinamento non siano solo costi economici, ma anche ambientali e sociali, con ripercussioni nel lungo termine.

Per quel che riguarda invece la creazione di posti di lavoro, occorre riflettere su alcune questioni. Anzitutto le fonti rinnovabili hanno la positiva caratteristica di essere fortemente legate al contesto territoriale di appartenenza e, molte di queste, sono

disponibili pressoché ovunque. Ciò significa che una forte promozione del loro utilizzo permette di valorizzare i contesti locali. Ed è proprio sulla valorizzazione di questi ultimi che la Direttiva pone grande attenzione. Comunità che rischiavano di essere marginalizzate in un contesto di globalizzazione travolgente, ora possono, grazie alla presenza di una qualsiasi delle fonti rinnovabili, diventare produttrici di energia e creare posti di lavoro, reddito e nuove attività. I legislatori comunitari invitano i singoli Stati Membri a dare maggiori poteri alle autorità locali (Regioni, Province, Comuni) per poter sviluppare al meglio le singole potenzialità e creare le condizioni per promuovere incisivamente l'utilizzo delle fonti rinnovabili. Questo si traduce nella possibilità per l'autorità locale di fissare obiettivi superiori, rispetto a quelli concordati a livello centrale. La disponibilità di una fonte energetica in loco permette di garantire sicurezza nell'approvvigionamento e minori rischi di dispersione. Se si aggiunge poi che la maggior parte dell'energia prodotta da fonti rinnovabili dipende da piccole e medie imprese (PMI), è immediato comprendere l'importanza della loro promozione.

Inoltre è bene specificare come le questioni amministrative e di gestione della rete di trasmissione dell'energia siano molto importanti. La Direttiva invita gli Stati Membri ad adoperarsi affinché le procedure per il rilascio delle autorizzazioni alle costruzioni delle centrali siano rapide e trasparenti. Trasparenza è richiesta anche ai gestori delle reti di trasmissione energetica, in quanto devono creare le condizioni che permettano ai produttori di energia rinnovabile di competere senza alcuno svantaggio nei confronti dei produttori tradizionali. In particolare, viene posta attenzione a chi offre energia da fonte rinnovabile in zone periferiche e a bassa densità di popolazione: qui i gestori devono impegnarsi affinché il produttore periferico non sia penalizzato da una sovra tariffazione, dovuta allo svantaggio logistico. Degna di nota è la possibilità per il singolo Paese di avviare progetti di collaborazione con altri Paesi della Comunità e Paesi Terzi, per raggiungere gli obiettivi stabiliti dalla Direttiva.

Questa introduzione generale sulla Direttiva permette di capire come sia di ampio respiro. Ora è necessario concentrarsi sugli aspetti maggiormente tecnici della stessa. Tale documento si compone di tre obiettivi principali, che esamineremo di seguito.

Il primo obiettivo prevede che, al 2020, il 20% del consumo finale lordo di energia della Comunità sia costituito da fonti rinnovabili. Tale macro obiettivo si compone di una serie di sottotraguardi, posti ai singoli Stati Membri. I traguardi sono stati stabiliti

analizzando la situazione di partenza di ogni singolo Paese al 2005. Per l'Italia, nel 2005, la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale si attestava al 5,2 %. Al 2020 l'obiettivo è del 17%. Altri Paesi hanno obiettivi di maggior valore, altri di minore. Per introdurre un paragone con le più importanti economie europee, di seguito si elencano gli obiettivi al 2020 per quattro Paesi: Germania (18%), Francia (23%), Regno Unito (15%) e Spagna (20%). Il consumo finale lordo di energia è costituito da prodotti energetici utilizzati da industria, famiglie, servizi, agricoltura, dai produttori di energia, tenendo conto anche delle perdite di calore ed elettricità, dovute al funzionamento del sistema di trasmissione e distribuzione. L'Italia dovrà raggiungere al 2020 nel settore elettrico una quota da FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) pari al 26.4%.

Il secondo obiettivo pone agli Stati Membri di raggiungere la quota del 10% di biocombustibili, sul consumo di benzine e diesel per autotrazione nel settore dei trasporti. Tale obiettivo non viene qui ulteriormente approfondito, in quanto esula dagli scopi del presente lavoro.

Il terzo obiettivo è il miglioramento dell'efficienza energetica. Gli Stati Membri sono tenuti ad impostare politiche di miglioramento dell'efficienza e di risparmio energetico. Tali obiettivi possono essere raggiunti mediante la promozione della ricerca sulle tecnologie di sfruttamento energetico. Investire nell'innovazione tecnologica non permette soltanto di ridurre i consumi di energia, ma di creare anche occupazione e reddito.

Come può il singolo Paese impostare una politica per raggiungere i traguardi stabiliti nella presente Direttiva?

Ogni Stato membro deve adottare un Piano di Azione Nazionale (PAN). Tale strumento contiene la spiegazione di come il Paese raggiungerà gli obiettivi. Nel PAN gioca un ruolo di primaria importanza il contributo che risparmio ed efficienza energetica apportano al raggiungimento della quota di energia rinnovabile. Nel prossimo paragrafo verrà brevemente descritto il Piano di Azione Nazionale elaborato dall'Italia.

1.2. Piano di Azione Nazionale

Il PAN (Piano di Azione Nazionale) è un documento contenente le misure che uno Stato intende adottare, al fine di raggiungere gli obiettivi previsti dalla Direttiva 2009/28/CE. Ogni Stato deve illustrare quello che sarà il trend del fabbisogno di energia fino al 2020,

per singolo settore economico, e dovrà altresì illustrare come tale fabbisogno sarà soddisfatto mediante il ricorso a fonti rinnovabili, risparmio ed efficienza energetici. Per l'Italia vi è una premessa d'obbligo, peraltro pienamente riconosciuta nell'introduzione del PAN, che consiste nell'urgente necessità di modificare il mix energetico, specie nel medio - lungo termine, per ridurre la dipendenza da fonti fossili. Perché è così importante ridurre la dipendenza dalle fonti fossili? Anzitutto perché le fonti fossili hanno un forte impatto inquinante. In secondo luogo occorre garantire la sicurezza nell'approvvigionamento energetico. In Italia le fonti rinnovabili sono al centro di un forte dibattito sul futuro energetico del Paese. Il PAN italiano individua alcuni obiettivi per la propria strategia energetica: oltre alla già citata sicurezza nell'approvvigionamento energetico, vi è la volontà di ridurre il costo dell'energia per i cittadini e per le imprese, la tutela ambientale e infine il desiderio di improntare il modello di sviluppo economico verso una forma di sviluppo sostenibile. Tutto ciò è ottenibile soltanto costruendo nuovi impianti? La risposta è negativa. Per soddisfare il fabbisogno energetico si può ricorrere anche all'aumento dell'efficienza energetica e alla riduzione dei consumi. Le innovazioni tecnologiche, quindi, rappresentano uno strumento fondamentale per l'ottenimento di più bassi consumi.

Nel precedente paragrafo si è detto dell'obiettivo per l'Italia al 2020: il 17% dei consumi finali di energia dovrà essere soddisfatto da fonti rinnovabili. Per raggiungere tale traguardo occorre promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili per scopi termici e nei trasporti. Occorre poi rendere più snelle le procedure di autorizzazione e promuovere una maggiore cooperazione tra le istituzioni locali. Per quanto attiene al presente lavoro, risulta essere degno di nota il fatto che vada migliorata e potenziata la rete elettrica nazionale. Questo significa che è necessario investire per l'ammodernamento e il potenziamento della stessa. Basti pensare al caso delle regioni meridionali e insulari, laddove il potenziale di sfruttamento, specie per il fotovoltaico e l'eolico, è enorme ma al tempo stesso sono dotate di infrastrutture di rete non adatte a consentire un adeguato sviluppo di tale potenziale. La Direttiva 2009/28/CE prevede poi la possibilità di sviluppare progetti di cooperazione internazionale, per la realizzazione di impianti e infrastrutture da fonti rinnovabili, che permettano di contribuire al raggiungimento dei traguardi del 2020. Per l'Italia quindi si prospetta un futuro di collaborazione con Paesi UE ed extra UE. Ciò comporta la necessità di potenziare le

infrastrutture di rete che collegano l'Italia ad altri Paesi, in particolare dei Balcani e dell'Africa. Oltre alla rete elettrica, un altro problema da affrontare è quello dei processi autorizzativi. Il D. Lgs. 387/2003 è intervenuto per regolamentare la materia in termini di autorizzazioni per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il risultato di detto intervento è stato la creazione del processo di autorizzazione unica, rilasciata dall'autorità competente, tramite la Conferenza dei Servizi, entro 180 giorni dalla richiesta. Interessante è poi il fatto che, per impianti inferiori ad una certa potenza, si possa ricorrere alla semplice denuncia di inizio attività, o D.I.A., come introdotto dalla legge 244/2007. Le autorità coinvolte nel processo di autorizzazione sono davvero numerose. Per le opere che interessano il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale ci sono il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Ambiente della Tutela del Territorio e del Mare. Nel caso in cui le infrastrutture non siano connesse al piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto spetta alle Regioni. Mentre per impianti alimentati da fonti rinnovabili si hanno Regioni e Province. I Comuni sono interessati solo nel caso in cui, per la realizzazione dell'opera, sia sufficiente una dichiarazione di inizio attività. Occorre ricordare che sono sempre coinvolte, salvo si tratti di opere richiedenti una semplice D.I.A., le autorità preposte alla tutela di specifici interessi. Il coordinamento tra le diverse amministrazioni, coinvolte nel processo di autorizzazione, viene facilitato appunto attraverso la figura della Conferenza dei Servizi. Scopo della suddetta Conferenza è quello di riunire in un'unica sede tutte le amministrazioni e gli organismi interessati all'autorizzazione dell'impianto.

Nel paragrafo relativo alla Direttiva 2009/28/CE si è affrontato il tema dell'importanza dei contesti locali nello sfruttamento delle fonti rinnovabili. Contesti locali, attori locali, qui sta un potenziale interessante per il futuro energetico nazionale. E la legislazione va in questa direzione; infatti molto viene delegato alle istituzioni regionali, provinciali e comunali. Il PAN ha al suo interno un filo conduttore molto innovativo: occorre smettere di pensare all'energia in termini di centrali di grandi dimensioni o distese infinite di pannelli solari. La realtà attuale, specie per alcune fonti rinnovabili, pone l'ardua sfida di investire negli impianti di piccola taglia. È il singolo cittadino che può far molto in questo senso. Un esempio, utile a chiarire il concetto, è un'immagine a noi nota: i tetti delle case incominciano a coprirsi di pannelli solari. Dietro a questa

mutazione silenziosa del paesaggio sta un fenomeno di estrema importanza: il fatto che ognuno di noi può diventare gestore energetico dei propri consumi. Ed è per questo che il PAN prevede norme e strumenti in favore dell'introduzione delle fonti rinnovabili nel settore dell'edilizia. Motivo per cui le Leggi Finanziarie 296/2006 e 244/2007 hanno previsto che, nei regolamenti comunali per l'edilizia, sia inserito l'obbligo di dotare ogni singola unità abitativa di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, non inferiore a 1 kWh. Allo stesso modo dovrà essere inserito l'obbligo per i fabbricati industriali, con superficie non inferiore ai 100 metri quadrati, di impianti da produzione non inferiore ai 5 kWh.

Per potenziare i poteri delle autorità locali, nel campo della politica energetica, la Legge 10/1991 ha introdotto il Piano Energetico Regionale. Tale piano costituisce uno strumento di pianificazione degli interventi in campo energetico a livello regionale ed è il principale documento di riferimento per chiunque intenda assumere iniziative nel territorio di riferimento.

Per quanto riguarda il potenziamento della rete elettrica, nonostante le norme attuali facilitino la connessione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili, l'imponente crescita della potenza installata e i lunghi tempi di realizzazione delle reti di trasporto dell'energia hanno creato importanti vincoli al pieno sfruttamento degli impianti, specie quelli non programmabili. La risoluzione di questo problema passa attraverso lo snellimento delle procedure di autorizzazione alla costruzione di elettrodotti e stazioni di raccolta. L'obiettivo è di raggiungere una situazione di raccolta integrale della produzione rinnovabile, attraverso la creazione di sistemi di stoccaggio dell'energia prodotta e non immettibile in rete. Il miglioramento della distribuzione energetica è al centro di numerosi progetti di ricerca, portati avanti da molti Paesi nel mondo, Italia inclusa. Al fine di facilitare la connessione degli impianti rinnovabili, l'attuale legislazione prevede che il gestore della rete di trasmissione debba trattare in via prioritaria la richiesta di connessione da parte di impianti FER, rispetto agli impianti tradizionali.

Il sostegno alla diffusione della produzione da fonti rinnovabili viene attuato attraverso l'utilizzo di alcuni strumenti:

- Conto energia;
- Certificati verdi;

- Tariffe onnicomprensive;
- Regimi di sostegno del POIN Energia;
- Fondo rotativo di Kyoto.

Il Conto energia è lo strumento principe di incentivazione dell'energia solare. Interessa gli impianti fotovoltaici con potenza minima di 1 kW. Consiste in una tariffa incentivante, proporzionale all'energia prodotta e aggiunta al prezzo di vendita dell'energia. Tale sistema è in vigore dal 2006.

I Certificati verdi sono titoli rilasciati dal GSE (Gestore Servizi Energetici). Si tratta di titoli che attestano la produzione da fonti rinnovabili e vengono scambiati tra i produttori di energia da FER e coloro i quali devono dimostrare di aver ottemperato all'obbligo di immissione nella rete elettrica di una determinata quantità di energia da FER. Introdotti dal Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79, imponevano ai produttori ed importatori di energia da fonti fossili l'obbligo di immissione nel sistema elettrico di una quota di energia prodotta mediante lo sfruttamento di fonti rinnovabili. Un certificato corrisponde alla produzione di 1 MWh di energia da FER.

Le Tariffe onnicomprensive si basano sulla sola energia immessa in rete. La tariffa include l'incentivo e il prezzo di vendita dell'energia. Sono state introdotte con la Legge finanziaria 2008 e sono concesse in alternativa ai Certificati verdi. Il meccanismo utilizzato è quello della Feed-in tariff, ossia viene incentivata l'energia prodotta che viene ritirata ad un valore superiore a quello di mercato, comprensivo appunto dell'incentivazione. Interessante è il fatto che ogni tecnologia percepisce una forma di incentivazione differente rispetto alle altre, in base a quelli che sono i propri costi specifici.

Il POIN (Programma Operativo INterregionale) è un programma di sostegno finanziario, volto ad incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili e il risparmio energetico nelle regioni del Mezzogiorno.

Il Fondo di rotazione di Kyoto è stato creato con lo scopo di erogare finanziamenti a sostegno di iniziative volte alla realizzazione degli obiettivi del Protocollo di Kyoto. Tale fondo quindi non si occupa solamente di fonti rinnovabili, ma possiede un ambito di azione più vasto.

All'interno del PAN vi è poi la sezione dedicata specificatamente alle biomasse. Prescindendo dalla distinzione in vari tipi di biomasse, oggetto di un apposito capitolo,

occorre qui sottolineare che il PAN prevede lo sviluppo delle biomasse e pone particolare attenzione all'impatto che lo sfruttamento delle stesse avrà su settori cruciali, come agricoltura e silvicoltura.

Il PAN conclude con l'analisi delle prospettive di contribuzione delle singole fonti rinnovabili al soddisfacimento del fabbisogno energetico. Tuttavia, tale analisi sarà svolta nei prossimi capitoli, ove verranno approfondite le singole forme di energia da fonti rinnovabili.

CAPITOLO 2

L'IDROELETTRICO IN ITALIA, SITUAZIONE ATTUALE E PROSPETTIVE FUTURE

2.1. L'Idroelettrico e gli impianti idroelettrici

L'idroelettrico ottiene energia dallo sfruttamento dell'acqua. In particolare trasforma l'energia potenziale di una massa d'acqua in energia meccanica e successivamente in energia elettrica. Nel presente capitolo saranno analizzati e rielaborati dati contenenti informazioni relative alla produzione FER, ossia la produzione imputabile esclusivamente a fonte energetica rinnovabile. Sono pertanto esclusi gli impianti a pompaggio, ossia gli impianti idroelettrici a serbatoio, esercibili in modo reversibile. Per reversibile si intende che detti impianti prelevano energia elettrica direttamente dalla rete, con l'utilizzo della stessa poi pompano acqua nel serbatoio in quota, eseguendo in tal modo uno stoccaggio di energia potenziale. All'occorrenza questa energia potenziale potrà quindi essere riconvertita in energia elettrica e reimpressa nella rete. Lo sfruttamento della fonte rinnovabile acqua non è nuovo; infatti l'energia idraulica veniva già sfruttata nell'antichità. I greci ed i romani, ad esempio, utilizzavano ruote idrauliche per macinare. Tale energia però veniva utilizzata per molti altri scopi. Per quel che riguarda l'Italia, si può affermare che, a metà del XX secolo, l'80% dell'energia elettrica era prodotta da impianti idroelettrici. Tutto ciò era possibile grazie alle dighe e agli invasi di montagna. La situazione attuale però è ben diversa da quella di mezzo secolo fa: nel 2012 infatti gli impianti idroelettrici hanno fornito il 12.5% di energia elettrica sul totale del consumo interno lordo e hanno costituito il 45.36% dell'energia elettrica da FER. Il motivo è da imputare alla grande crescita registratasi nel fabbisogno elettrico nazionale, mentre le risorse idriche sfruttate sono rimaste pressoché immutate. È abitudine comune poi, allorché si pensa all'energia idraulica, associare alla stessa l'immagine a noi nota della cascata. La cascata, infatti, evidenzia un aspetto centrale dello sfruttamento della fonte idrica: i salti d'acqua. Ciò nonostante è bene ricordare che questa non è l'unica forma di sfruttamento della risorsa idrica; infatti

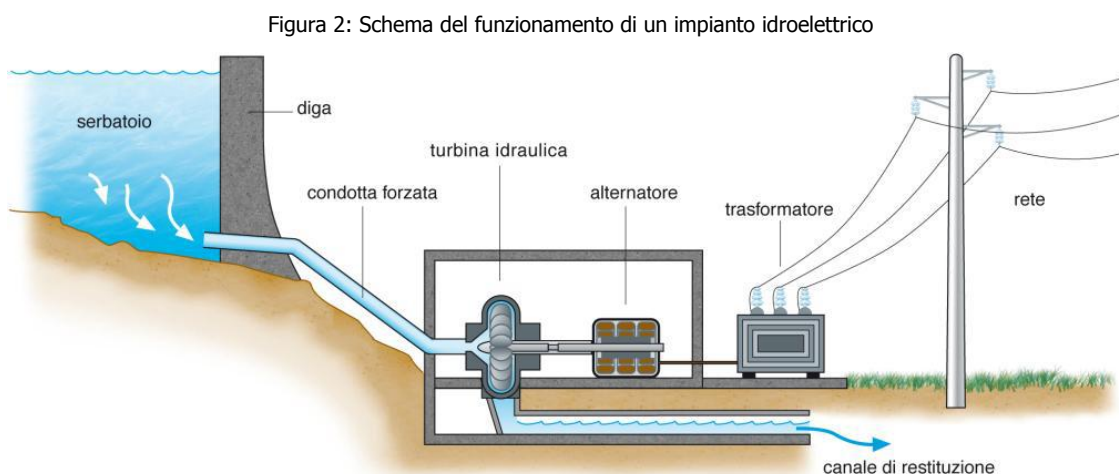
è possibile sfruttare una massa d'acqua che si muove su di una superficie piana. Basti pensare agli impianti idroelettrici, di notevoli dimensioni, installati sui grandi e lenti fiumi dell'America Meridionale e dell'Africa. Tuttavia, al fine di comprendere quanto sin qui esposto, è bene illustrare in cosa consista un impianto idroelettrico. In seguito dovranno essere enunciati i principali vantaggi e gli eventuali svantaggi, che bisogna prendere in considerazione qualora si intenda realizzare un impianto idroelettrico. Saranno poi individuate le tre varianti in cui un impianto si può presentare.

Un impianto idroelettrico è costituito da un insieme di opere civili ed idrauliche e da macchinari elettromeccanici. Le opere civili ed idrauliche sono rappresentate da: diga o traversa di sbarramento, sistema di presa, vasca di carico, edificio della centrale, opere di convogliamento, opere di restituzione e infine condotte forzate. I macchinari elettromeccanici sono costituiti da: turbine idrauliche, generatori, quadri elettrici e sistemi di comando. Per comprendere che cosa siano effettivamente tutte le opere qui elencate, si rimanda alla Figura 2. La descrizione dello schema impiantistico generale di un impianto idroelettrico inizia dall'opera di sbarramento dell'alveo del corso d'acqua. Tale opera è situata a monte dell'impianto ed è costituita da una diga o una traversa, la quale può determinare un volume d'invaso in alveo tale da consentire o meno l'accumulo delle portate naturali; in molti casi l'opera di presa è dotata di una o più paratoie di scarico per la pulizia del bacino, a prevenzione del suo interrimento. Vi è poi la presenza di una o più paratoie di presa, a volte seguite da una vasca di calma che permette la sedimentazione della sabbia portata dalla corrente. Dalle paratoie di presa inizia il canale di derivazione, che può essere in tutto o in parte in galleria. Il canale di derivazione conduce alla vasca di carico, che può essere dotata di appositi organi di scarico. Dalla vasca di carico si diramano le condotte forzate, il cui compito è di portare l'acqua alle turbine idrauliche. L'acqua arriva così all'impianto di produzione dell'energia elettrica, laddove sono installati uno o più gruppi di turbine-generatore. Alla fine di questo percorso l'acqua così utilizzata viene poi rimessa nell'alveo del corso d'acqua a valle dell'impianto, grazie ad un canale di restituzione. L'acqua utilizzata nella turbina viene rilasciata a valle dell'impianto, senza alcun consumo dell'acqua prelevata a monte. In definitiva un impianto idroelettrico, sfruttando il dislivello topografico esistente tra la vasca di carico e l'impianto di produzione, trasforma l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica di rotazione della turbina

che viene convertita direttamente in energia elettrica tramite il generatore. Il generatore di elettricità, o meglio l'alternatore, è direttamente collegato all'albero girante della turbina. L'energia elettrica così ottenuta viene convogliata verso i trasformatori, situati in una stazione dalla quale partono una o più linee ad alta tensione per il trasporto dell'energia elettrica verso i centri di utilizzo. È importante sottolineare che non tutti gli impianti idroelettrici sono costituiti da ogni singola opera qui citata; occorre infatti fare una suddivisione degli impianti in base alle tre tipologie rilevanti: impianti ad acqua fluente, a bacino ed, infine, a serbatoio. Ciò che permette di distinguere le tre tipologie di impianti citate è rappresentato dalla durata di invaso dell'impianto. La durata di invaso dell'impianto è il tempo necessario per fornire al serbatoio un volume d'acqua pari alla sua capacità utile rapportata alla portata media annua del corso d'acqua che in esso si riversa. L'impianto a serbatoio ha la durata di invaso maggiore, pari a 400 ore. All'estremo opposto si ha l'impianto ad acqua fluente che ha una durata di invaso inferiore alle 2 ore. L'impianto a bacino ha una durata di invaso compresa tra le 2 e le 400 ore. Ma ciò non è sufficiente a marcare una vera e propria distinzione tra le tre differenti tipologie di impianto. È necessario quindi descriverli brevemente. Gli impianti ad acqua fluente sono generalmente posizionati sui corsi d'acqua, la loro produzione dipende dalla portata del fiume senza capacità di regolarne il flusso. Fanno parte degli impianti ad acqua fluente anche quelli installati negli acquedotti. Viceversa, con l'uso degli impianti a serbatoio e a bacino, è possibile regolare l'utilizzo dell'acqua nell'impianto, tramite la capacità di accumulo creata da tutto l'insieme delle opere civili ed idrauliche poc'anzi enunciate. Invece gli impianti a deflusso utilizzano direttamente la portata utile disponibile nell'alveo del corso d'acqua, senza possibilità di regolazione della portata all'impianto. La differenza che intercorre tra centrali ad acqua fluente e centrali a bacino e a serbatoio è quindi sostanziale. La sostanzialità di tale differenza risiede soprattutto nel fatto che le centrali ad acqua fluente sono dipendenti in misura maggiore dalle precipitazioni, rispetto a quelle a bacino e serbatoio. Dall'analisi dei dati di produzione annuali degli impianti ad acqua fluente si notano infatti variazioni nella produzione, determinate essenzialmente dalle differenti quantità di precipitazioni avutesi nel corso degli anni. In sintesi, se manca la materia prima, ossia l'acqua, tali centrali avranno dei crolli di produzione, a causa della loro scarsa capacità di accumulo. Dipendenti in misura leggermente minore dalla quantità di precipitazioni sono invece le

centrali a serbatoio o bacino, le quali possono stoccare acqua in vista di un utilizzo futuro. In particolare gli impianti a serbatoio consentono l'accumulo della quantità di acqua eccedente, nei periodi in cui la richiesta di energia è più bassa, e la restituzione della stessa nei periodi di grande richiesta. Vediamo ora quali possono essere i principali svantaggi e vantaggi della costruzione e dell'esercizio di un impianto idroelettrico. Un primo svantaggio, proprio delle grandi centrali idroelettriche, è quello di dover trasferire interi insediamenti umani, quindi case, popolazione e animali, in altro luogo, evidentemente a costi elevatissimi. Altri gravi problemi sorgono poi con i cambiamenti ambientali, le alterazioni dell'ecosistema, del paesaggio e dell'orografia naturale e il rischio della distruzione dei beni culturali. Infine occorre menzionare gli alti oneri di manutenzione, dovuti al fatto che gli invasi, come poc'anzi enunciato, si riempiono per sedimentazione. I problemi ambientali sono costituiti dal fatto che gli sbarramenti bloccano il trasporto di sabbie e ghiaie effettuato dai fiumi, alterando di fatto l'equilibrio tra l'apporto solido e l'attività erosiva nel corso d'acqua a valle fino al mare dove, a causa del diminuito apporto solido, si assiste al fenomeno dell'erosione delle coste. I vantaggi, per fortuna, sono altrettanti se non addirittura più numerosi degli svantaggi. Anzitutto con l'esercizio di un impianto idroelettrico si utilizza una fonte energetica rinnovabile. In secondo luogo si ha la quasi assenza di emissioni di gas serra, motivo questo che può aiutare al raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto (1997), che si prefiggeva una sostanziale riduzione delle stesse. In terzo luogo possono essere bonificate le aree paludose, si può avere protezione dalle inondazioni (in caso di abbondanti precipitazioni, l'acqua del fiume viene ritenuta e rilasciata in quantità controllate). Si può altresì migliorare la navigabilità dei fiumi, per non parlare poi della pulizia dei fiumi (i rami e gli alberi vengono trattenuti dal rastrello della centrale) e dell'utilizzo dell'acqua a fini di irrigazione, in quanto le acque, nel caso di centrali a bacino o serbatoio, vengono rese disponibili anche nei periodi di siccità. Un concetto non ancora esposto, ma di grande utilità soprattutto per la comprensione del presente capitolo, è quello di "deflusso minimo vitale". Il deflusso minimo vitale è rappresentato dalla quota minima di acqua che è necessario garantire nel corso d'acqua a valle di una presa, affinché il fiume rimanga vivo e mantenga una continuità nel sostenere flora e fauna. Nella Figura 2, che illustra il funzionamento di un impianto idroelettrico, è ben visibile l'opera di sbarramento, creata in questo caso dalla diga, la quale permette di

creare un bacino da cui, attraverso la condotta forzata, l'acqua viene portata alle turbine idrauliche. Le turbine idrauliche, attraverso un generatore, creano con il loro moto energia elettrica. Successivamente l'energia elettrica, con l'uso di un trasformatore, viene elevata di tensione per essere immessa nella rete. L'acqua, sfruttata dalle turbine idrauliche, viene poi reimpressa a valle nel corso d'acqua, tramite l'utilizzo di un canale di restituzione, costruito a tal scopo.



Fonte dati Figura 2: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

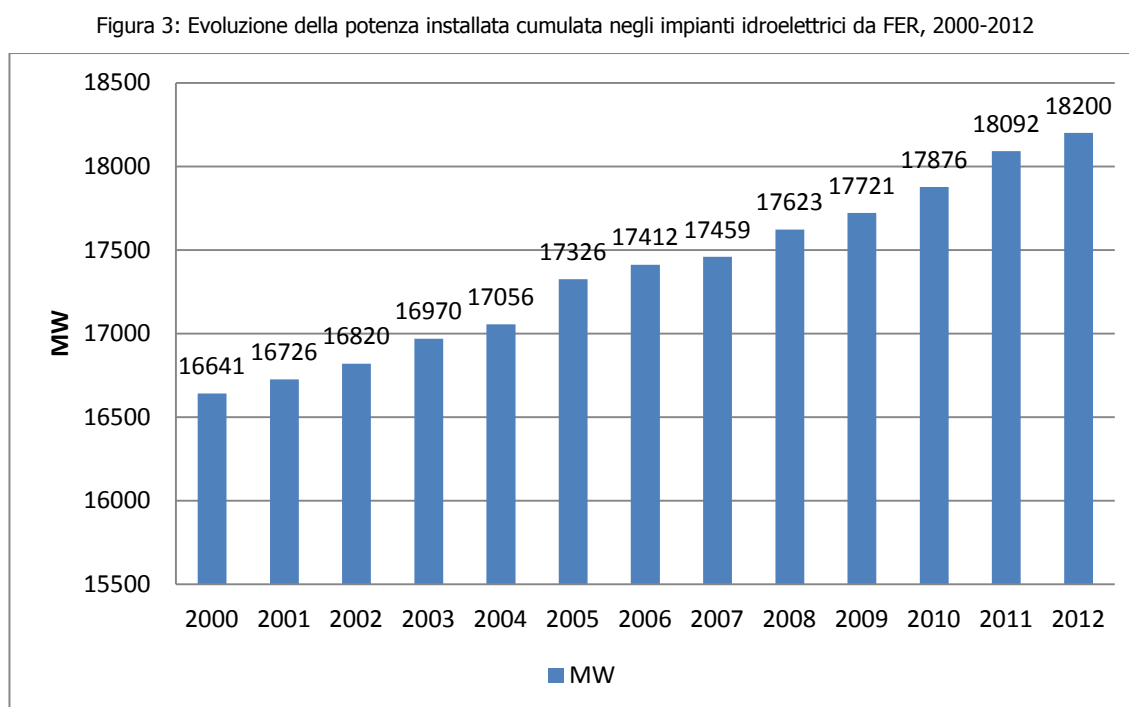
Propedeutica alla comprensione del presente capitolo e di quelli successivi è la definizione di “energia elettrica prodotta”, nelle due diverse accezioni del termine. Anzitutto la si può definire in misura lorda, ossia misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto di produzione. Oppure si parla di energia elettrica prodotta netta, se la si misura depurandola dell'energia assorbita dai macchinari ausiliari, necessari per il funzionamento dell'impianto stesso, e di quella perduta nei trasformatori, necessari per elevare la tensione. I dati utilizzati nel presente lavoro saranno riferiti all'energia elettrica prodotta, nell'accezione lorda del termine.

2.2. Situazione attuale dell'idroelettrico in Italia

L'obiettivo di questo paragrafo è di descrivere la situazione attuale dell'idroelettrico in Italia e l'evoluzione avutasi negli ultimi anni. A tal scopo si analizzano una serie di grafici che contengono informazioni relative all'evoluzione della potenza installata, alla

crescita della numerosità degli impianti e all'andamento della produzione. I dati vengono poi suddivisi in base alla tipologia di impianto e alle classi di potenza, in modo da poter evidenziare quali parti dell'idroelettrico siano più dinamiche e quali invece più stagnanti. Come già detto poc'anzi i dati qui riportati ed elaborati contengono esclusivamente la produzione da FER, escludendo quindi gli impianti a pompaggio. Da qui in avanti faremo riferimento al periodo 2000-2011, salvo alcune eccezioni che riportano il periodo 2000-2009. In alcuni grafici e tabelle potranno essere riportati anche gli ultimi dati relativi al 2012.

Iniziamo da Figura 3, che riporta l'evoluzione della potenza installata in Italia, espressa in MW (megawatt) per il periodo 2000-2012.



Fonte dati Figura 3: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

In Figura 3 si evidenzia come la potenza installata sia cresciuta in modo continuo nel periodo considerato. La crescita totale del periodo, assumendo come anno base il 2000, è stata del 9,36%. In più di dieci anni quindi la crescita totale della potenza installata del parco impianti italiano è stata inferiore al 10%. Ciò è provato dal fatto che le crescite, di anno in anno, assumono valori modesti. A titolo d'esempio tra il 2007 e il 2008 la potenza installata è cresciuta dello 0,96%. Se calcoliamo il tasso di crescita medio annuo, esso si attesta su uno 0,75%. La Tabella 1 riporta le singole crescite annue

registrate. L'analisi di Figura 3 e Tabella 1 permette di fare una considerazione molto importante: in futuro i tassi di crescita della potenza installata continueranno a presentare valori modesti, in quanto, problemi legati alla conformazione geomorfologica insieme con i limiti imposti sul deflusso minimo vitale, renderanno maggiormente complessa la costruzione di nuovi impianti idroelettrici. Per deflusso minimo vitale si intende la quantità d'acqua che deve essere garantita, a valle di una presa d'acqua, per mantenere il fiume in vita. Tuttavia il problema più grave è rappresentato dalla limitata disponibilità di materia prima, ossia l'acqua. La causa di questo fenomeno è da attribuirsi alla scarsa piovosità, che sta già rappresentando l'ostacolo maggiore alla costruzione di nuovi impianti e alla produzione di energia, salvo anni eccezionali di maggiori precipitazioni.

Tabella 1: Crescita annuale della potenza installata (in percentuale), nel periodo 2000-2012

Anno	Crescita annuale %
2000-2001	+ 0.51
2001-2002	+ 0.56
2002-2003	+ 0.89
2003-2004	+ 0.51
2004-2005	+ 1.58
2005-2006	+ 0.50
2006-2007	+ 0.27
2007-2008	+ 0.96
2008-2009	+ 0.56
2009-2010	+ 0.87
2010-2011	+ 1.21
2011-2012	+ 0.60

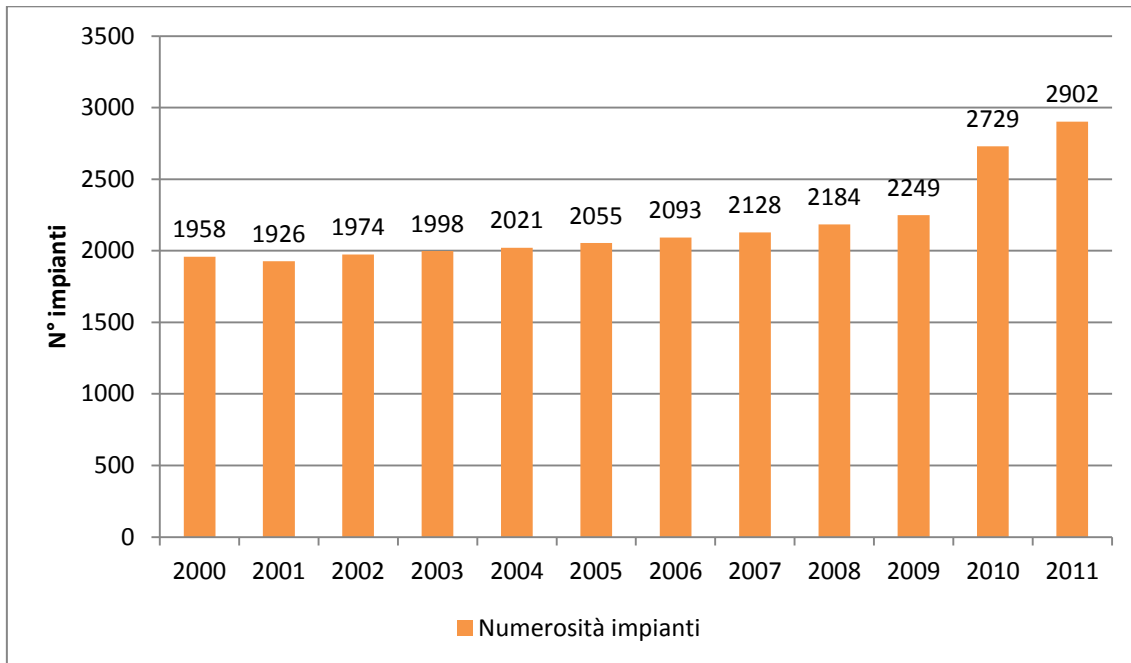
In Tabella 1 si nota come la crescita sia davvero modesta. Questo può stupire. Ci si aspetta, infatti, che le rinnovabili sperimentino tassi di crescita di notevole entità, specie in una fase, come quella attuale, in cui la salvaguardia dell'ambiente e la tutela del pianeta sono molto sentite. In realtà però l'idroelettrico non è perfettamente allineato alle altre. Questa forma di sfruttamento dell'energia nel nostro Paese ha alle spalle una storia molto lunga rispetto alle altre rinnovabili. Si diceva nel precedente paragrafo che le prime centrali idroelettriche risalgono agli inizi dell'Ottocento. Vi è poi un altro fattore che frena l'attuale crescita dell'idroelettrico in Italia: la conformazione

territoriale. Se escludiamo la Pianura Padana, non esistono ulteriori aree pianeggianti adatte ad accogliere impianti di grandi dimensioni. Ne deriva che, per tali impianti, l'unica via possibile è il loro ammodernamento. Per questo motivo la maggior crescita nel parco impianti idroelettrico viene registrata da quelli di dimensioni medio - piccole. Questo spiega perché le crescite annue siano davvero modeste. Se infatti aggiungiamo impianti di piccole e medie dimensioni su una base impianti già cospicua, è facilmente dimostrabile che la crescita registrata sarà di ridotta entità. Gli unici anni in cui si è registrata una crescita maggiore sono stati il 2005 (+1.58%) e il 2011 (+1.21%). Occorre però precisare che tale analisi è stata svolta a livello aggregato, prescindendo quindi da suddivisioni in base alla classe di potenza o alla tipologia d'impianto.

Nel prosieguo del capitolo invece saranno svolte analisi basate su tali distinzioni. Questo si rende necessario al fine di individuare all'interno dell'idroelettrico italiano, quali parti sperimentino una crescita lenta e quali invece una incoraggiante, individuando così i trend futuri per questo settore. Prima però di passare alla citata analisi è necessario soffermarsi sull'analisi della crescita nella numerosità cumulata del parco impianti nel periodo 2000-2011. Tali dati sono riportati in Figura 4. L'evoluzione viene espressa in termini aggregati, prescindendo da distinzioni sulla base di classi di potenza o tipologia di impianto. Come si nota da Figura 4 la crescita cumulata non è stata continua. In particolare nel 2001 si è registrata una flessione nel numero degli impianti. Questo calo è probabilmente dovuto alla chiusura di qualche impianto considerato ormai obsoleto ed irrecuperabile. È altresì ipotizzabile che l'impianto in questione sfruttasse un corso d'acqua ormai prosciugato, a causa della costante diminuzione delle precipitazioni registrate in quella particolare area. A parte l'eccezione del 2001, negli altri anni la crescita del parco impianti è stata continua. In particolare, come risulta evidente da Figura 4, tra il 2009 e il 2010 si è registrata una forte crescita. Infatti si è passati dalle 2249 unità del 2009, alle 2729 del 2010: quasi 500 unità in più. Per quel che riguarda la crescita media annua registrata nel periodo, essa si attesta sul + 3.79%. Se invece calcoliamo la crescita assoluta del periodo, assumendo come anno base il 2000, essa registra un +48.21%. Questo è un dato molto importante e significativo, che avvalorava ancor di più la necessità di affinare ulteriormente l'analisi dei dati attraverso l'introduzione della distinzione su classe di potenza e tipologia di

impianto, oggetto di trattazione nel prosieguo del paragrafo. Dai dati di Figura 4 è possibile ricavare la Tabella 2.

Figura 4: Evoluzione del numero cumulato di impianti idroelettrici in Italia, 2000-2011



Fonte dati Figura 4: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Grazie all'ausilio della Tabella 2 sarà possibile analizzare l'andamento annuale dell'evoluzione del parco impianti. Come si nota tutti gli anni hanno sperimentato tassi di crescita positivi. L'unica eccezione è rappresentata dal 2001 dove si è registrata una flessione nel numero degli impianti pari a un -1.63%. I tassi di crescita annuali sono di entità maggiore rispetto ai tassi di crescita della potenza cumulata. Allo stato attuale, senza l'applicazione di alcuna suddivisione per classe di potenza o tipologia di impianto, possiamo dire che probabilmente questa discrepanza è dovuta al fatto che hanno contribuito a mantenere una crescita sempre maggiore del 1% la costruzione di impianti di piccola e media taglia. Questo confermerebbe la modesta crescita nella potenza cumulata, in quanto impianti di dimensioni minori indicano in misura ridotta su di un parco impianti già maturo in termini di potenza installata. Nel 2010 si è registrata una crescita eccezionale, pari al 21.34%. In questi ultimi anni c'è stato un vero e proprio boom nella costruzione di centrali su torrenti e fiumi di montagna. Questa potrebbe essere la spiegazione più plausibile per il dato eccezionale del 2010, rinforzato da un

dato importante anche per il 2011 (+6.34%). Nell'introduzione al capitolo si diceva dell'importanza che una centralina idroelettrica può comportare per le finanze di comuni soggetti a spopolamento ed abbandono da parte di aziende.

Tabella 2: Crescita percentuale annuale del numero di impianti, nel periodo 2000-2011

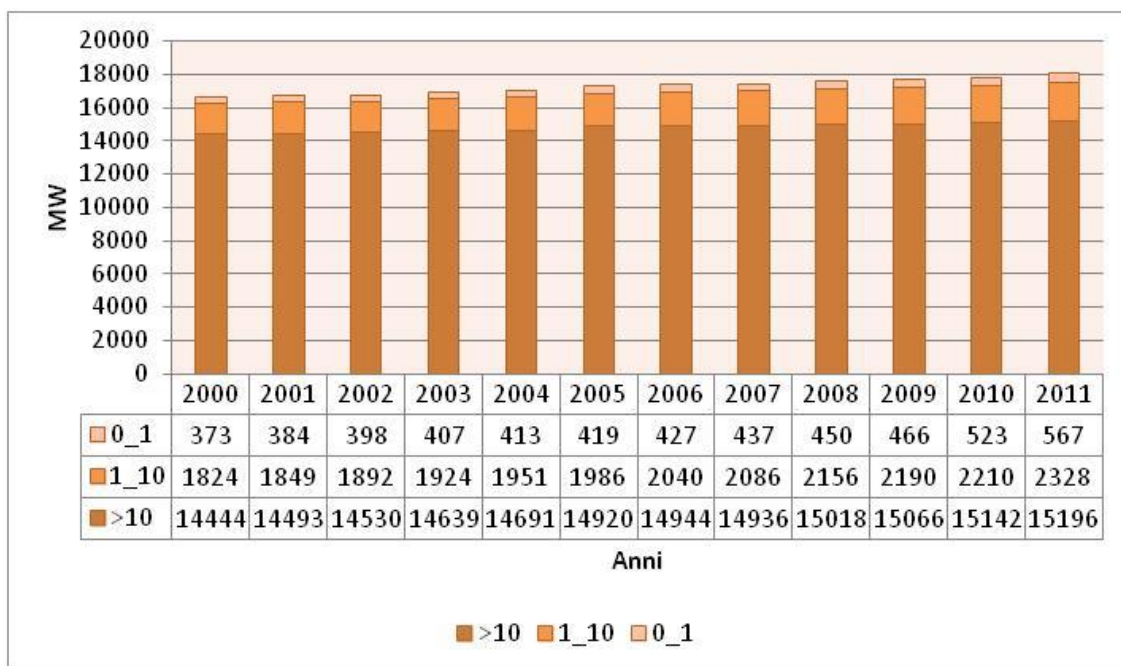
Anno	Crescita annuale %
2000-2001	-1.63
2001-2002	+2.49
2002-2003	+1.22
2003-2004	+1.15
2004-2005	+1.68
2005-2006	+1.85
2006-2007	+1.67
2007-2008	+2.63
2008-2009	+2.98
2009-2010	+21.34
2010-2011	+6.34

L'eccezionalità del dato relativo agli anni 2010 e 2011 è tanto maggiore se si ricorda che l'idroelettrico è un settore dalla lunga tradizione in Italia e molto regolamentato. Nonostante la brillante introduzione della procedura di autorizzazione unica, come visto nel Capitolo 1, permangono molti vincoli di varia natura che ostacolano spesso la realizzazione e l'esercizio di un impianto. Per non parlare poi della "saturazione" dei siti disponibili per la costruzione di grandi centrali.

È bene ricordare che l'idroelettrico rappresenta il 38.6% sul totale della potenza installata di fonti rinnovabili in Italia, secondo i dati del 2012. Questo dato è in calo in quanto aumenta il peso delle altre fonti rinnovabili, in primis fotovoltaico ed eolico. Tuttavia rimane una quantità di assoluto rilievo e fa comprendere quanto lo sfruttamento della risorsa acqua sia fondamentale per il nostro Paese. Occorre poi ricordare che non più di mezzo secolo fa l'idroelettrico soddisfaceva l'80% del fabbisogno elettrico nazionale, mentre oggi soddisfa il 12.47%. Questo trend è dovuto all'aumentato fabbisogno elettrico nazionale ed al già citato ridimensionamento del peso dell'idroelettrico rispetto ad altre fonti rinnovabili e all'uso di fonti fossili. Per quel che riguarda le fonti fossili si è già abbondantemente discusso del ricorso al loro utilizzo e alla loro massiccia importazione, per soddisfare il fabbisogno energetico nazionale.

Riprendendo quanto detto poc'anzi con riguardo all'esaurimento dei siti per la realizzazione di grandi centrali è bene ora affinare ulteriormente l'analisi, introducendo una prima distinzione degli impianti in base alla classe di potenza. Per prima cosa analizziamo l'evoluzione nella potenza cumulata. In Figura 5 è riportata l'evoluzione della potenza cumulata nel parco impianti italiano, suddivisa per classi di potenza, per il periodo 2000-2011. In Italia la classificazione degli impianti avviene appunto sulla base della potenza installata. Avremo quindi: grande idroelettrico (maggiore di 10 MW), piccolo idroelettrico (compreso tra 1 e 10 MW), mini idroelettrico (0.1-1 MW) e infine microidroelettrico (minore di 0.1 MW). Nella presente analisi mini e microidroelettrico vengono inglobati in un'unica categoria, ossia impianti con potenza installata compresa tra 0-1 MW.

Figura 5: Evoluzione della potenza installata cumulata in base alla classe di potenza, 2000-2011



Fonte dati Figura 5: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Possiamo a questo punto calcolare la crescita assoluta registrata nel periodo 2000-2011 per singola classe di potenza, assumendo come anno base il 2000. Gli impianti di taglia maggiore (>10 MW) hanno sperimentato una crescita del 5.21%. Gli impianti di taglia media (1_10 MW) hanno fatto registrare una crescita del 27.63%. Infine gli impianti di dimensioni minori (0_1 MW) sono cresciuti del 52%. A questo punto è possibile confermare quanto ipotizzato poc'anzi nell'analisi della numerosità del parco impianti:

la crescita degli impianti idroelettrici è stata trainata, nel periodo considerato, dagli impianti di taglia minore. Gli impianti maggiori hanno invece sperimentato una lenta crescita. Da quest'analisi si deduce come il futuro dell'idroelettrico italiano sia rappresentato da impianti di piccole dimensioni, mini e microidroelettrico. Il dato della crescita degli impianti maggiori di 10 MW conferma quanto detto poco fa: gli spazi per realizzare centrali di grandi dimensioni sono pressoché esauriti. Il grande idroelettrico rimane quindi un settore saturo.

Con l'ausilio di Tabella 3 possiamo osservare le crescite annue sperimentate dalle singole tipologie di impianto. Gli impianti di taglia maggiore (>10MW) hanno registrato tassi di crescita modesti, sempre sotto l'1%, eccezion fatta per l'anno 2005. Nell'anno 2007 il tasso di crescita è stato negativo (-0.05%). Possiamo ipotizzare che tale risultato sia dovuto alla chiusura di qualche impianto obsoleto e non più recuperabile. Potrebbe essere altresì dovuto al fatto che in quella determinata area le precipitazioni hanno subito un drastico calo, tale da non permettere più una portata d'acqua necessaria ad alimentare l'impianto. Gli impianti di taglia compresa fra 1 e 10 MW hanno dei tassi maggiori rispetto agli impianti grandi. I tassi registrati superano sempre l'1%. L'unica eccezione è rappresentata dall'anno 2010, in cui la crescita si è fermata allo 0.91%. Tuttavia nel 2011 si è registrato un tasso record (+ 5.34%), il maggiore nel periodo preso in considerazione. Gli impianti di minore potenza sono quelli che sperimentano in assoluto i maggiori tassi di crescita. Digni di nota sono gli anni 2010 e 2011 in cui i tassi raggiungono rispettivamente un + 12.23 % e un + 8.41%. L'analisi dei dati di Tabella 3 permette di affermare che il futuro dell'idroelettrico italiano è rappresentato dagli impianti di taglia minore. Per sintetizzare i dati presenti in Tabella 3 ed individuare con precisione quale tipologia di impianto abbia avuto la maggiore crescita nel periodo 2000-2011, è sufficiente calcolare i tassi medi di crescita. Gli impianti con potenza maggiore hanno un tasso di crescita medio annuo dello 0.46%. Quelli di media taglia hanno registrato un tasso medio annuo di crescita del 2.25%. Infine gli impianti minori ottengono un 3.93%. si può quindi confermare quanto detto prima: gli impianti idroelettrici di minor potenza installata rappresentano il futuro e si stanno già imponendo nel presente. Se invece si volesse stabilire chi tra impianti medi e minori sia davvero la tipologia su cui più si investirà, attualmente è arduo stabilirlo.

Occorre aspettare ancora degli anni per verificare se effettivamente saranno gli impianti minori a prevalere su quelli medi, anche se tutto fa pensare che sarà effettivamente così.

Tabella 3: Crescite percentuali annuali, relative alla potenza installata, per classi di potenza

Anno	>10 MW	1-10 MW	0-1 MW
2000-2001	+ 0.34	+ 1.37	+ 2.95
2001-2002	+ 0.25	+ 2.32	+ 3.65
2002-2003	+ 0.75	+ 1.70	+ 2.26
2003-2004	+ 0.35	+ 1.40	+ 1.47
2004-2005	+ 1.56	+ 1.80	+ 1.45
2005-2006	+0.16	+ 2.72	+ 1.91
2006-2007	- 0.05	+ 2.25	+ 2.34
2007-2008	+ 0.55	+ 3.35	+ 2.97
2008-2009	+ 0.32	+ 1.58	+ 3.55
2009-2010	+ 0.50	+ 0.91	+12.23
2010-2011	+ 0.36	+ 5.34	+ 8.41

È interessante affinare ulteriormente l'analisi osservando com'era la composizione percentuale del parco impianti italiano nel 2000 e come si presenta invece nel 2011, con riguardo alle tre tipologie di impianti considerate. Tale confronto è in Tabella 4.

Tabella 4: Quote percentuali, per classe di potenza, nel 2000 e nel 2011

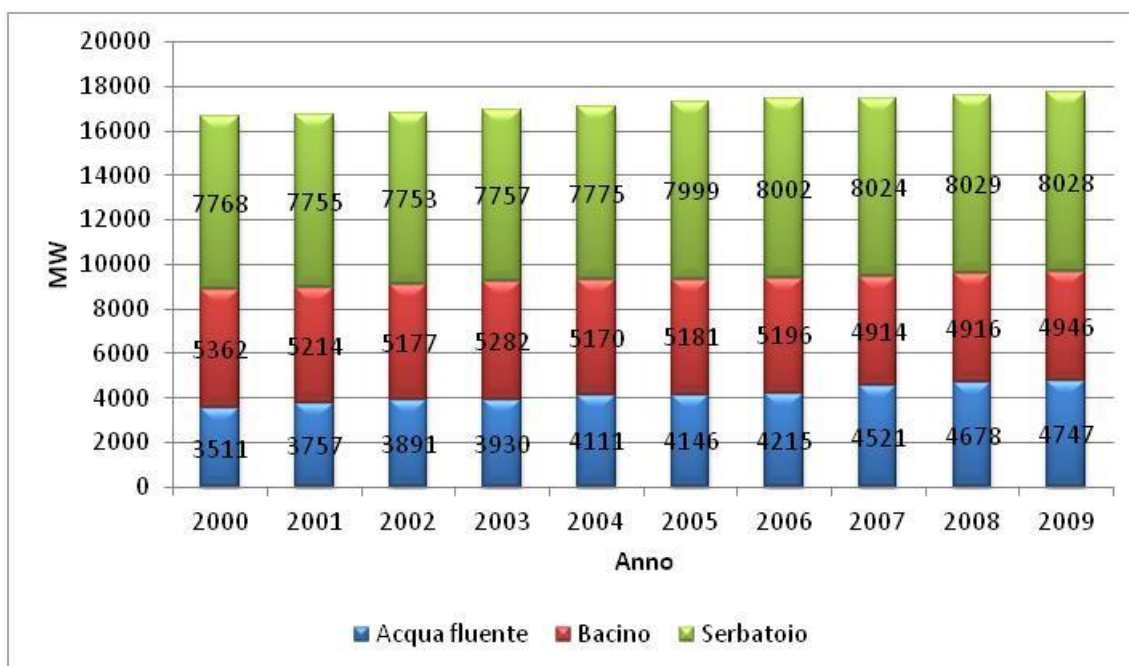
Anno	>10 MW	1-10 MW	0-1 MW	Totale
2000	86.80%	10.96%	2.24%	100
2011	84.00%	12.87%	3.13%	100

Da Tabella 4 si evince che la composizione del parco impianti italiano è in lenta e continua trasformazione. Gli impianti di maggiori dimensioni hanno visto ridurre la loro quota sul totale, passando da un 87% (2000) ad un 84% (2011). Le centrali di media grandezza sono cresciute passando dal 11% al quasi 13% del 2011. Infine gli impianti minori hanno aumentato il loro peso percentuale passando dal 2.24% (2000) al 3.13% (2011). L'ausilio di Tabella 4 permette di affermare ancora una volta che il parco impianti italiano sta mutando forma: si sta assistendo infatti ad un ridimensionamento della presenza degli impianti maggiori, a favore di quelli medi e minori. Gli impianti medi e minori rappresentano nel 2011 in aggregato il 16% sul totale del parco impianti.

La crescita di tali impianti, infatti, deve essere perseguita con maggiore determinazione poiché la dimensione medio - piccola meglio si adatta alla disponibilità di risorse idriche e alla conformazione geomorfologica della penisola italiana. È utile, in ogni caso, ripetere che qualsiasi conclusione si possa trarre dall'analisi dei grafici, non potrà prescindere dal fatto che la risorsa idrica è la variabile che maggiormente influenza l'andamento del settore. Certo le tecnologie possono evolversi e migliorare ma la realtà è che la variabile determinante rimane sempre la medesima: l'acqua. Occorre però ricordare che sono 301 gli impianti su cui è installata, invece, l'84% della potenza idroelettrica complessiva. Il patrimonio idroelettrico nazionale è quindi costituito da pochi e grandi impianti (10% del totale).

E' necessario a questo punto della trattazione analizzare l'evoluzione delle potenza installata, introducendo la distinzione degli impianti in base alle tre tipologie poc' anzi enunciate: acqua fluente, serbatoio e bacino. Questo ulteriore passaggio si rende utile per poter affermare quale sia la tipologia di impianto che sperimenta la maggior diffusione a livello nazionale e se ci siano delle connessioni tra tipologia e taglia degli impianti. L'evoluzione per il periodo 2000-2009 è rappresentata in Figura 6.

Figura 6: Evoluzione della potenza installata cumulata per tipologia d'impianto, 2000-2009



Fonte dati Figura 6: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Dai dati di Figura 6 è possibile ricavare il valore della crescita assoluta registrata dalle tre tipologie d'impianti, assumendo come anno base il 2000. Gli impianti ad acqua fluente hanno registrato in assoluto il maggior tasso di crescita totale con un + 35.2%; le centrali a bacino hanno sperimentato invece una flessione pari al - 7.76% nel periodo considerato. Infine gli impianti a serbatoio hanno ottenuto un + 3.35%. L'idroelettrico ad acqua fluente, quindi, è la tipologia su cui si è più puntato nel periodo considerato. Il trend degli altri due tipi di impianti è stato invece alquanto altalenante. Gli impianti a bacino hanno registrato anni di crescita e anni di calo, così come le centrali a serbatoio. Tuttavia tra le due tipologie solo quella a bacino ha sperimentato una diminuzione totale della potenza installata al termine del periodo, perdendo 380 MW. Con l'ausilio di Tabella 5 è possibile osservare quanto sin qui esposto, attraverso il calcolo dei tassi di crescita annui per le tre tipologie di idroelettrico. Le centrali ad acqua fluente sono cresciute per tutto il periodo 2000-2009. Viceversa gli impianti a bacino hanno avuto una flessione nel periodo 2000-2002, per poi registrare un + 2.03% nel 2003. Hanno poi subito un forte calo nel 2007 (- 5.43%), per poi riprendere una leggerissima crescita nel periodo 2008-2009. Le centrali a serbatoio infine hanno registrato bassi tassi positivi e negativi, con l'unica eccezione del 2005 dove si è avuto un interessante + 2.88%.

Tabella 5: Crescite percentuali annuali per le diverse tipologie di impianto, nel periodo 2000-2009

Anno	Acqua fluente	Bacino	Serbatoio
2000-2001	+ 7.00	- 2.76	- 0.17
2001-2002	+ 3.57	- 0.71	- 0.02
2002-2003	+ 1.00	+ 2.03	+ 0.05
2003-2004	+ 4.60	- 2.12	+ 0.23
2004-2005	+ 0.85	+ 0.21	+ 2.88
2005-2006	+ 1.66	+ 0.29	+ 0.04
2006-2007	+ 7.26	- 5.43	+ 0.27
2007-2008	+ 3.47	+ 0.04	+ 0.06
2008-2009	+ 1.47	+ 0.61	- 0.01

I dati di Tabella 5 possono essere ricondotti a una sintesi col calcolo del tasso medio annuo di crescita, per le tre tipologie di impianto. L'acqua fluente ha un tasso medio annuo pari al 3.43%. Le centrali a bacino registrano un tasso medio annuo negativo e pari a -0.87%. Per quanto riguarda invece gli impianti a serbatoio il tasso è pari allo

0.37%. Da questi dati si deduce pertanto che le centrali ad acqua fluente hanno registrato una continua crescita, con un ritmo sostenuto. Lo stesso non si può dire per le centrali a serbatoio che hanno registrato una crescita ad un ritmo di gran lunga inferiore. Per quel che riguarda infine gli impianti a bacino si evidenzia una lenta decrescita. In Tabella 6 è stato poi fatto un confronto tra le quote relative (in termini percentuali) sul totale della potenza installata, detenute dalle tre tipologie di impianti nel 2000 e nel 2009.

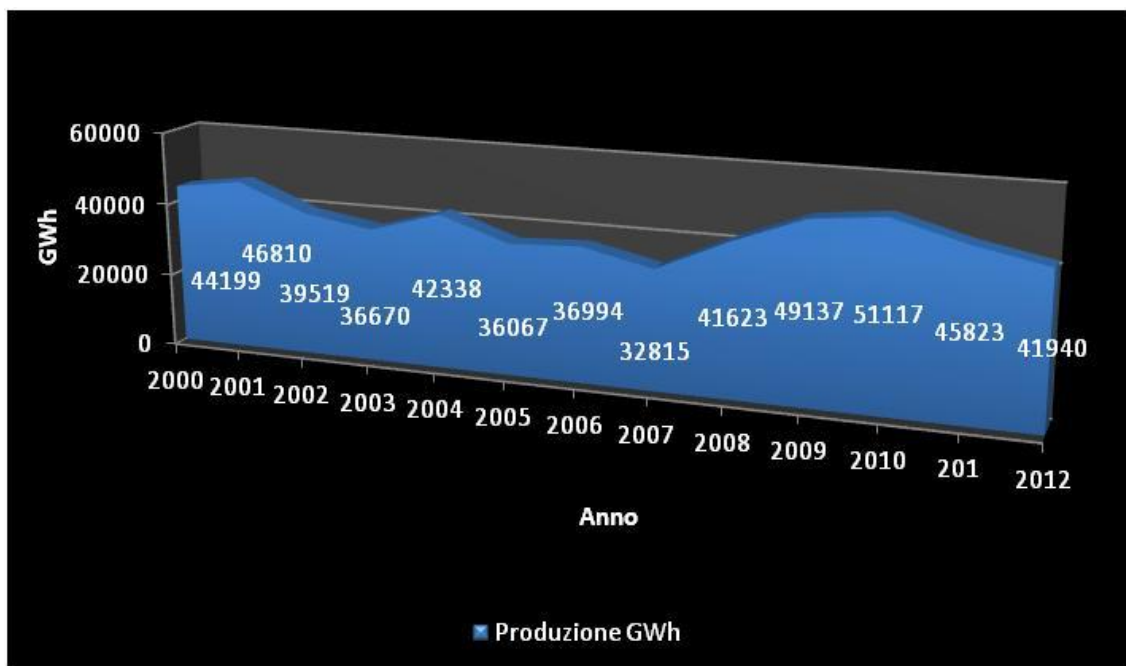
Tabella 6: Quote percentuali, sul totale della potenza installata, per singola tipologia d'impianto nel 2000 e nel 2009

Anno	Acqua fluente	Bacino	Serbatoio	Totale
2000	21.1	32.2	46.7	100
2009	26.8	27.9	45.3	100

Da Tabella 6 si evince che gli impianti ad acqua fluente detenevano nel 2001 una quota del 21%. A distanza di nove anni la quota è arrivata quasi al 27%. L'acqua fluente ha aumentato la propria quota non soltanto per la riduzione che gli impianti a bacino hanno avuto in termini assoluti, ma anche per la propria eccezionale crescita avuta nel periodo considerato. Gli impianti a bacino appunto hanno subito una diminuzione nella quota dovuta al fatto che, in termini assoluti, la potenza installata è diminuita nel periodo 2000-2009. Infine le centrali a serbatoio rimangono pressoché immutate, avendo una leggerissima flessione nella loro quota, dovuta sostanzialmente alle dinamiche delle altre due tipologie di idroelettrico. La tipologia di idrico a serbatoio permane comunque quella preponderante, con un 45% nel 2009. Tuttavia il trend sembra confermare un futuro ulteriore aumento di peso per l'acqua fluente. Ciò si spiega con la possibilità di queste centrali di poter funzionare anche in assenza di grandi opere di sbarramento: sono quindi più facilmente realizzabili per sfruttare corsi d'acqua di dimensioni limitate. È pertanto possibile affermare, a questo punto della trattazione, che l'evoluzione del parco impianti italiano è caratterizzata dal seguente trend: gli impianti di taglia minore stanno diffondendosi a un ritmo sempre maggiore, insieme con gli impianti ad acqua fluente. Gli impianti ad acqua fluente sono nella maggior parte dei casi, impianti di dimensioni e potenza minori. Ciò conferma quanto affermato lungo tutta l'analisi dell'idrico italiano, svolta finora.

Si inizia ora la trattazione della seconda serie di dati, che servirà a illustrare quanto questi impianti hanno prodotto negli ultimi anni. In Figura 7 è riportata la produzione del parco impianti idroelettrico italiano, per il periodo 2000-2012. È bene sottolineare che la produzione idroelettrica è caratterizzata da una forte variabilità, dovuta essenzialmente al fattore climatico.

Figura 7: Produzione totale energia elettrica da impianti idroelettrici in GWh, 2000-2012



Fonte dati Figura 7: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Come si vede in Figura 7 la produzione subisce forti oscillazioni da un anno all'altro. Le condizioni climatiche particolarmente favorevoli hanno permesso alla produzione di raggiungere una produzione record per gli anni 2009 e 2010, pari rispettivamente a 49137 GWh e 51117 GWh. Nel 2010 è stato infatti superato il precedente record di produzione del 1977 di 51054 GWh. Il dato del 2010 è il più alto dal 1960. L'Italia è uno dei maggiori produttori europei di elettricità da fonte idrica. Meglio di noi solo Svezia e Francia. Elaborando i dati di Figura 7 si ottiene Tabella 7, ove è possibile osservare l'andamento della produzione in termini di crescita percentuale annuale. Dall'analisi di Tabella 7 si evince come la produzione sia altamente altalenante. Un tale andamento è da attribuire esclusivamente al fattore pioggia. Se infatti manca l'acqua la turbina non gira e nulla si produce. A titolo d'esempio basti osservare che nel 2004 la

produzione aumenta del 15.46% rispetto al 2003, per poi contrarsi fortemente nel 2005 registrando un – 14.81%. Si segnala l’ottima produzione del biennio 2009-2010. Mentre nel biennio 2011-2012 la produzione è tornata a calare.

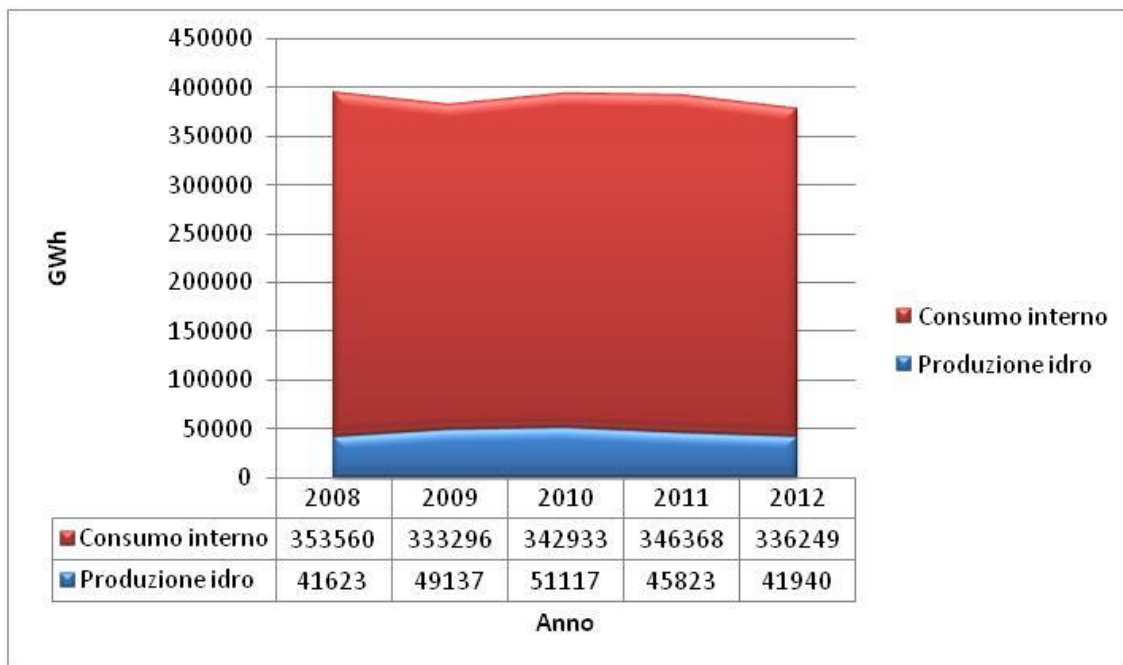
Tabella 7: Andamento annuale della produzione, in termini percentuali, periodo 2000-2012

Anno	Produzione totale andamento %
2000-2001	+ 5.90
2001-2002	- 15.57
2002-2003	- 7.21
2003-2004	+ 15.46
2004-2005	- 14.81
2005-2006	+ 2.57
2006-2007	- 11.30
2007-2008	+ 26.84
2008-2009	+ 18.05
2009-2010	+ 4.03
2010-2011	- 10.36
2011-2012	- 8.47

Si ritiene necessario evidenziare quale sia stato il contributo dato dall’idrico alla soddisfazione del fabbisogno elettrico nazionale per il periodo 2008-2012. Tale elaborazione risulta utile per confrontare l’idroelettrico con le altre rinnovabili, che saranno analizzate nel prosieguo del lavoro. In Figura 8 è presente questa analisi. Da Figura 8 si evince come i consumi non abbiano subito forti oscillazioni nel periodo considerato. Si nota altresì come il contributo dell’idrico al soddisfacimento del consumo interno si sia mantenuto ad un livello costante. Osservando Figura 8 si nota che nel biennio 2009-2010 il fabbisogno nazionale è diminuito, mentre la produzione idroelettrica è aumentata. Questo si traduce in un maggior contributo dell’idroelettrico alle richieste nazionali. È possibile supporre che la sostanziale costanza nei consumi interni sia dovuta al fatto che, negli anni presi in considerazione da Figura 8, la situazione economica italiana sia stata difficile. Se l’economia registra un andamento negativo, questo si traduce facilmente in una diminuzione dei consumi, sia a livello di singoli cittadini sia di imprese. La crisi invece non incide sulla piovosità, motivo per cui la produzione idroelettrica è stata importante ed ha aumentato il proprio contributo al

soddisfacimento del fabbisogno nazionale. A livello nazionale è da notare la forte flessione dei consumi registrata tra 2008 e 2009, come evidenziato in Figura 8.

Figura 8: Contributo produzione idroelettrica a consumo nazionale, 2008-2012



Fonte dati Figura 8: Nostra elaborazione su dati GSE

In Tabella 8 è riportato il contributo percentuale dato dalle centrali idroelettriche al fabbisogno nazionale per il periodo 2008-2012.

Tabella 8: Contributo percentuale idroelettrico a fabbisogno nazionale, periodo 2008-2012

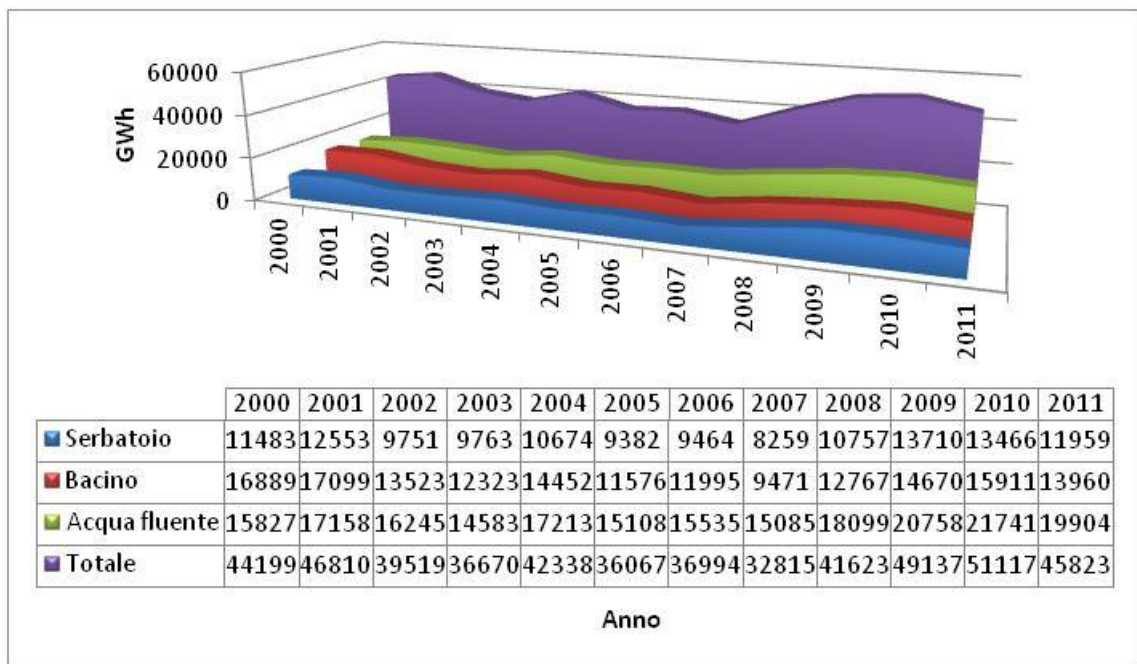
Anno	Contributo idroelettrico %
2008	11.77
2009	14.74
2010	14.90
2011	13.23
2012	12.47

L'idroelettrico, come risulta da Tabella 8, contribuisce in media a soddisfare il 13.4 % del fabbisogno nazionale. A riconferma di quanto detto poc'anzi, le ottime condizioni climatiche hanno permesso all'idrico di soddisfare nel biennio 2009-2010 quasi il 15% del fabbisogno nazionale. Se si ricorda che, non più di mezzo secolo fa, l'idroelettrico

copriva quasi l'80 % del fabbisogno nazionale, si potrebbe affermare che esso è stato pesantemente ridimensionato. In realtà questo fenomeno dipende dall'aumento dei consumi nazionali e dall'incremento maggiore che altre fonti hanno avuto nella produzione di energia. In particolare si è fatto un uso massiccio di fonti fossili per soddisfare le richieste nazionali.

Poc' anzi si è analizzata la situazione del parco impianti in termini di tipologie di centrali esistenti. Pertanto è necessario ora individuare come queste tipologie hanno contribuito alla produzione di energia elettrica. Il periodo considerato è 2000-2011. Tali dati sono riportati in Figura 9, ove si evidenziano le produzioni di acqua fluente, bacino e serbatoio sul totale della produzione da idrico.

Figura 9: Produzione energia elettrica per tipologia d'impianto, 2000-2011



Fonte dati Figura 9: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

È interessante analizzare qual è stato il contributo percentuale alla produzione per singola tipologia di impianto effettuando un confronto tra la situazione nel 2000 e nel 2011. Tale analisi è riportata in Tabella 9.

Da Tabella 9 si evince che le centrali a serbatoio hanno mantenuto pressoché intatta la loro contribuzione alla produzione generale, mantenendosi, sia nel 2000 che nel 2011, ad un 26%. Gli impianti a bacino hanno invece subito un'importante contrazione,

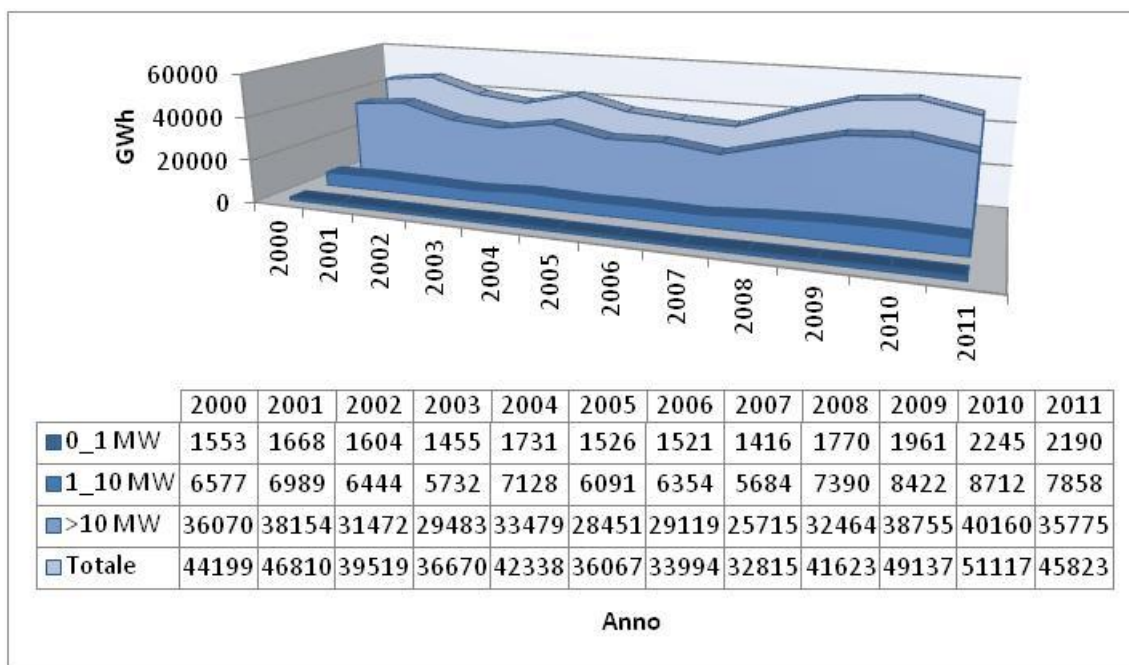
assistendo alla riduzione del loro peso percentuale, perdendo l'8% nel periodo considerato, e attestandosi nel 2011 al 30% del totale. L'acqua fluente, invece, è la tipologia che più ha contribuito alla produzione di energia da idrico. Nel 2000 tale tipologia deteneva un 35.8%, mentre nel 2011 è arrivata a contribuire al 43.4% della produzione nazionale. Ciò significa che gli impianti ad acqua fluente rappresentano oggi la tipologia che più produce a livello nazionale.

Tabella 9: Quote percentuali su totale produzione, per singola tipologia d'impianto nel 2000 e nel 2011

Anno	Serbatoio	Bacino	Acqua fluente	Totale
2000	26	38.2	35.8	100
2011	26.1	30.5	43.4	100

A questo punto si rivela necessaria un'analisi finale dei dati di produzione che introduca la precedente suddivisione tra impianti di taglie diverse. In Figura 10 è presente l'andamento della produzione di energia elettrica da idrico per il periodo 2000-2011, suddivisa in base alla taglia di potenza installata per impianto.

Figura 10: Produzione di energia idroelettrica per taglia d'impianto, 2000-2011



Fonte dati Figura 10: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

In Figura 10 risulta evidente che il maggior contributo alla produzione da idrico viene dagli impianti di taglia maggiore (>10MW). Tutte e tre le tipologie di impianto hanno registrato un andamento altalenante nel periodo considerato, dovuto sostanzialmente alla piovosità. Precedentemente si è detto che gli impianti di dimensioni minori hanno sperimentato la maggior crescita nel periodo 2000-2011, a dispetto di quelli di maggior potenza installata. È pertanto necessario stabilire un confronto tra la contribuzione percentuale data dagli impianti minori e maggiori sul totale della produzione nel 2000 e nel 2011. Gli impianti vengono suddivisi in grandi impianti, con potenza installata maggiore a 10 MW, e piccoli impianti, con potenza inferiore ai 10 MW. Si è altresì enunciato il fatto che gli impianti definiti come piccolo idroelettrico hanno taglia compresa tra 1-10MW, il mini idroelettrico comprende impianti con potenza installata compresa tra 0.1-1 MW, ed infine il micro idroelettrico rappresenta gli impianti inferiori a 0.1 MW. Nel confronto che viene fatto tra grande e piccolo idrico, si è optato per il raggruppamento del piccolo, mini, e micro idroelettrico in un'unica categoria, definita piccolo idroelettrico. Tale decisione è motivata dalla volontà di marcare in maniera netta la differenza tra grande e piccolo idrico, dando una dimensione aggregata del panorama del piccolo idroelettrico. Il confronto in questione è visibile in Tabella 10.

Tabella 10: Contributo percentuale sul totale produzione per grande e piccolo idroelettrico, confronto 2000-2011

Anno	Grande idroelettrico	Piccolo idroelettrico	Totale
2000	81.6	18.4	100
2011	78	22	100

Nel 2000 il grande idroelettrico contribuiva a coprire l'81.6% della produzione da fonte idrica, mentre il piccolo idroelettrico contribuiva al 18.4%. Nel 2011, invece, la situazione si è modificata: il grande idroelettrico copre il 78%, mentre il piccolo copre il 22%. Questa ulteriore analisi conferma quanto sin qui esposto: il parco impianti italiano si sta caratterizzando per la presenza sempre più incisiva di impianti di piccole dimensioni. Tali impianti non solo aumentano il loro peso in termini numerici, ma anche in termini di contributo alla produzione. Negli anni a venire il piccolo idroelettrico espanderà ancora la sua quota, in quanto il grande idroelettrico non ha ulteriori margini per espandere la propria diffusione. Si conferma quindi il trend individuato in questo capitolo, ossia il fatto che in Italia si investe sempre di più sugli

impianti di minori dimensione, i quali comportano minori complessità di autorizzazione e necessitano di minori risorse idriche per funzionare.

A conclusione del presente paragrafo è bene descrivere brevemente la distribuzione della produzione di energia elettrica da idrico su base regionale, secondo dati 2011. Le regioni del Nord Italia (FVG, Veneto, TAA, Lombardia, Piemonte, Liguria, Emilia Romagna e V. d'Aosta) producono l'81.2% dell'energia idroelettrica a livello nazionale, detengono il 75.6% della potenza installata e sul loro territorio è situato l'80.1% del parco impianti nazionale. Le regioni dell'Italia Centrale (Toscana, Lazio, Umbria, Marche e Abruzzo) contribuiscono a produrre l'11.8% dell'energia idroelettrica, possiedono il 13.8% della potenza installata e accolgono il 14.4% degli impianti nazionali. Infine le regioni del Sud Italia e le Isole (Campagna, Molise, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna) producono il 7% dell'energia idroelettrica, detengono il 10.7% della potenza installata e sul loro territorio ospitano il 5.4% degli impianti idroelettrici. Il Nord Italia quindi rappresenta il vero motore per questa forma di energia rinnovabile. È utile osservare la distribuzione regionale in quanto, per le altre forme di sfruttamento delle fonti rinnovabili, i rapporti non sono i medesimi, come si vedrà nel prosieguo del lavoro.

2.3. I costi dell'idroelettrico

Una premessa è d'obbligo: ottenere dati sui costi della produzione di energia da fonti rinnovabili è arduo. Sono poche, infatti, le informazioni disponibili al grande pubblico. Questo problema rappresenta un grosso limite alla diffusione delle rinnovabili. Una maggiore disponibilità di dati su costi e performance sulla produzione da FER, renderebbe molto più semplice la decisione, da parte di organismi politici, di incrementare o meno la produzione da FER sul proprio territorio. I dati dovrebbero essere poi aggiornati in quanto la situazione è talmente dinamica che, per alcune tecnologie, anche dati relativi a due anni addietro potrebbero creare forti distorsioni nelle decisioni. La produzione di elettricità è dominata da impianti che sfruttano fonti fossili. Tuttavia, molto spesso, la produzione da FER potrebbe essere molto più economica. Le rinnovabili rappresentano, al 2011, all'incirca la metà della nuova potenza installata nel mondo per il settore elettrico e i costi continuano a scendere. È largamente riconosciuto che le energie rinnovabili possono contribuire al

raggiungimento di obiettivi politici inerenti la sicurezza e disponibilità nell'approvvigionamento energetico. Possono garantire elettricità accessibile a tutta la popolazione e ridurre la volatilità dei prezzi, nonché promuovere lo sviluppo economico e sociale. Al giorno d'oggi le rinnovabili rappresentano spesso la soluzione più economica per la produzione di energia in comunità isolate e con disponibilità di risorse.

Il metodo che viene utilizzato per stimare i costi di produzione dell'energia elettrica da FER è il LCOE, o costo attualizzato dell'elettricità. L'LCOE stima i costi di produzione elettrica di una data tecnologia, attualizzandone i costi ad un tasso di sconto che riflette il costo del capitale. I dati qui riportati utilizzano un costo del capitale pari al 10%. Vi sono sette componenti che determinano il valore del LCOE: costi di attrezzature e performance, qualità delle risorse, la quota di costi di progettazione, carburante (se necessario), vita utile dell'impianto, costo del capitale e costi di manutenzione e operazioni. Nel caso delle rinnovabili occorre specificare che, spesso, ottenere finanziamenti per la realizzazione di un impianto non è semplice. La competitività delle rinnovabili dipende poi dal prezzo dei combustibili fossili e dall'andamento del prezzo delle commodity come cemento o acciaio, necessarie per realizzare gli impianti. I costi delle rinnovabili possono essere espressi per kWh di produzione o per KW di potenza installata. I dati a livello mondiale sono presentati in entrambe le forme, mentre per l'Italia avremo dati per kWh. L'LCOE non tiene conto dei tre pilastri della sostenibilità: ambientale, economico e sociale. Tale limite si traduce nel fatto che molti dei benefici, ascrivibili alle rinnovabili in termini ambientali e sociali, non vengono presi in considerazione nel calcolo dei costi. Motivo per cui, se si tenesse conto di questi aspetti, probabilmente la produzione da FER risulterebbe ancora più competitiva.

Si diceva appunto che i costi di generazione da FER sono in costante calo. Infatti, grazie al continuo incremento del mercato globale delle rinnovabili e alla diversità dei fornitori, i mercati stanno diventando più competitivi. Non è possibile stabilire una gerarchia chiara dei costi delle rinnovabili perché ogni tecnologia ha le proprie caratteristiche e varia molto da regione a regione e dalla disponibilità di materia prima da sfruttare, nonché dalla maturità tecnologica e dai costi del sito in questione. Il confronto può essere fatto ipotizzando situazioni di siti ottimi per lo sfruttamento. I costi delle rinnovabili sono molto legati al sito di ubicazione dell'impianto e le risorse sono distribuite in modo ineguale da paese a paese, e perfino fra regioni dello stesso paese.

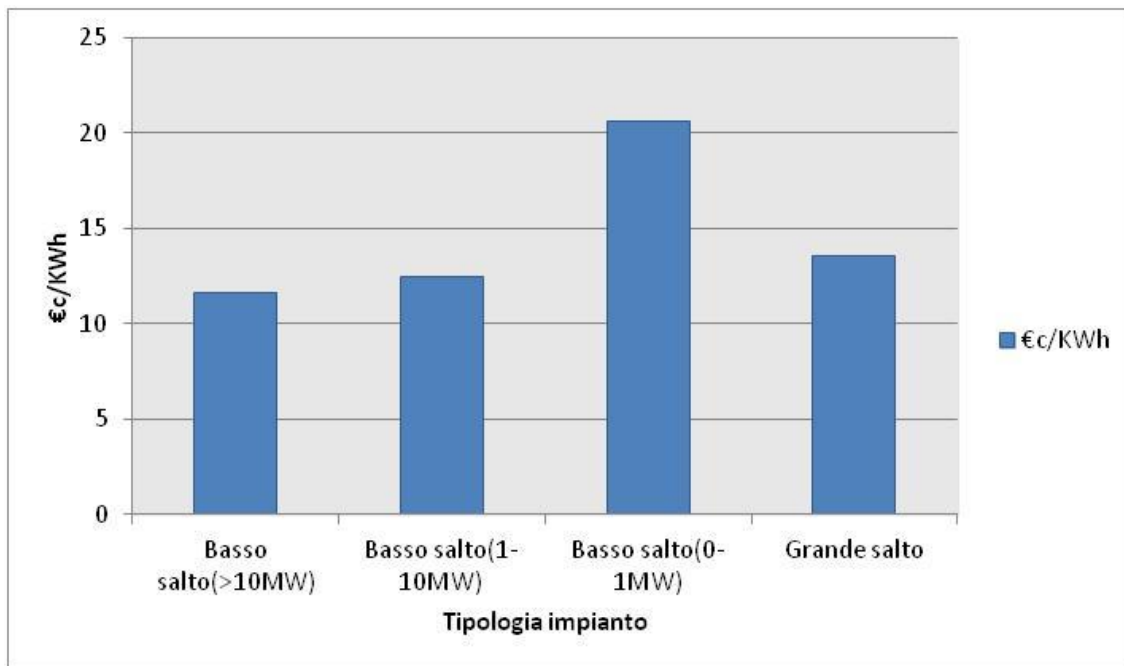
Vi è un dato di fatto di grande importanza, per quanto riguarda il presente capitolo: l'elettricità prodotta da idrico, in ottimi siti, rimane la via più economica per la produzione. L'idroelettrico è unico all'interno delle rinnovabili in quanto, oltre alla generazione di elettricità, fornisce altri servizi come accumulo d'acqua, irrigazione e controllo delle inondazioni. Se la centrale è poi dotata di un bacino o serbatoio, può contribuire alla stabilità del sistema elettrico. Ciò si traduce nella possibilità di immettere energia elettrica a basso costo nei periodi di alti prezzi, e di trattenere energia potenziale nell'invaso nei periodi di prezzi bassi. Un invaso permette l'accumulo di energia potenziale per settimane, mesi e addirittura anni. Un ruolo questo fondamentale. Nel 2011 sono stati installati 25 GW di potenza nel mondo. L'Europa ha i più alti LCOE per l'idroelettrico in quanto la gran parte del potenziale economico è già stata sfruttata e i costi di sfruttamento del restante potenziale permangono alti. Il fatto che l'idroelettrico rappresenti una tecnologia matura, significa che nei prossimi anni non sono attese variazioni sostanziali nel costo di produzione al kWh, come invece per altre rinnovabili. I costi di investimento medi per il grande idroelettrico, a bacino o serbatoio, variano in un range compreso tra i 755 €/KW e i 3032 €/KW. Il costo sale quando gli impianti necessitano di importanti infrastrutture per essere connessi alla rete e hanno dighe utilizzabili per più scopi, irrigazione e contenimento delle inondazioni. Il range di costi per il piccolo idroelettrico è compreso tra 935-3597 €/KW. In molte nazioni, Italia compresa, il potenziale di sfruttamento dell'idroelettrico è piuttosto limitato, specie nel caso di grandi impianti. Per tale motivo, tenendo conto anche del lead time che caratterizza questa tecnologia, i tassi di crescita non sono comparabili a quelli di altre fonti rinnovabili. Il lead time qui considerato è il tempo intercorrente tra l'inizio della costruzione di un impianto e l'entrata in funzione dello stesso. Un impianto idroelettrico, specie se di grandi dimensioni, necessita di lunghi tempi per la costruzione. Tuttavia le centrali idriche rimangono di assoluta importanza nella diffusione della produzione da FER, specie per il loro basso costo di produzione di elettricità. L'idrico è l'unica tecnologia, ad oggi disponibile, che permetta di accumulare energia potenziale su larga scala e di produrre elettricità a costi veramente competitivi. Poco anzi si accennava ai costi di realizzazione di una centrale idroelettrica. Tali costi sono importanti in quanto un impianto si compone di molte opere, come visto nel paragrafo dedicato alla descrizione dell'idroelettrico. Ci sono due principali costi per la realizzazione di una

centrale: i costi delle opere civili e i costi delle attrezzature elettro-meccaniche. Vi sono poi i costi di sviluppo del progetto riguardanti: studi di fattibilità, analisi di impatto ambientale, misure per la tutela della fauna e della flora e controlli sulla qualità dell'acqua. È bene qui inserire una fondamentale distinzione tra i costi per il grande e il piccolo idroelettrico. Nel caso di impianti di grande taglia, a causa dei lead time consistenti (dai 7 ai 9 anni), la maggior parte dei costi in termini percentuali è rappresentata da costi di proprietà, legati allo sviluppo del progetto. Per gli impianti di piccola taglia la quota maggiore di costi è da attribuirsi in particolare alle opere civili e alle componenti elettro-meccaniche. Il costo delle parti elettro-meccaniche aumenta nel caso di impianti minori in quanto sono maggiori i costi di realizzazione delle stesse su scala più piccola. Nel caso poi di centrali situate in luoghi remoti, i costi di infrastruttura diventano la componente maggioritaria. I costi di struttura sono necessari per realizzare le opere di collegamento tra impianto e rete elettrica. Sostanzialmente, l'andamento dei costi dipende molto dal sito di realizzazione. Le centrali idriche sono quindi impianti realizzati su misura. Inoltre, la molteplicità di servizi che un impianto può fornire rende ancora più ampio il range di costo. I costi di manutenzione tendono ad essere bassi, in quanto le centrali hanno una vita utile molto elevata e i lavori necessari alla sostituzione di turbine (in media dopo 30 anni) o alla ristrutturazione di condotte forzate (dopo 50 anni di media) solitamente insorgono quando l'investimento è già stato ammortizzato. Ciò è dovuto al fatto che l'idroelettrico è in assoluto la forma di generazione con la più alta vita utile.

I dati relativi alla situazione italiana nel 2007 individuavano impianti a basso e alto salto, di grande e piccola taglia. Per quel che riguarda gli impianti di grande taglia (oltre 10 MW di potenza installata) e basso salto, il costo di produzione era 11.6 €/kWh. Gli impianti a basso salto e taglia piccola (compresi tra 1 e 10 MW di potenza installata), avevano un costo pari a 12.5€/kWh. Infine il mini idroelettrico a basso salto (fino a 1 MW di potenza installata) costava 20.6 €/kWh. Come si evince da tali dati, e in linea con quanto riportato dai dati mondiali, il grande idroelettrico ha un costo inferiore. La motivazione è dovuta al fatto che gli impianti di minor potenza hanno costi di realizzazione molto alti, dovuti al fatto che sono ubicati in luoghi difficili per la realizzazione di opere civili e dove tutto deve essere realizzato su scala minore, comportando così un aumento del costo. Gli impianti di grossa taglia, invece, possono

beneficiare di importanti economie di scala per quel che riguarda l'acquisto delle componenti. Gli impianti a grande salto, invece, avevano un costo di produzione pari a 13.6 €/kWh. I dati relativi al costo sono riportati in Figura 11.

Figura 11: Costo per kWh di produzione da fonte idrica, situazione in Italia



Fonte dati Figura 11: Nostra elaborazione su dati APER

Come si evince da Figura 11, la soluzione più costosa è il mini idroelettrico. Pur tuttavia l'idroelettrico, ad oggi, rimane la forma di generazione più economica tra le rinnovabili anche a livello italiano, confermando così la medesima tendenza a livello mondiale. A fini di confronto con le altre FER è utile calcolare il costo medio per l'idroelettrico, prescindendo da distinzioni sulla base della tipologia d'impianto. Tale valore per il 2007 era 14.55 €/kWh. Si è voluto analizzare l'anno 2007 per poter disporre di un preciso punto di partenza sulla base del quale analizzare l'evoluzione avutasi nei costi dell'idroelettrico italiano negli ultimi anni. I dati relativi al 2011, invece, non suddividono tra le dimensioni degli impianti ma indicano un range di costo compreso tra i 5-10 €/kWh. Il costo della produzione di energia elettrica da idrico si è quindi fortemente contratto negli ultimi anni, rendendo questa tecnologia ancor più competitiva.

CAPITOLO 3

IL SOLARE FOTOVOLTAICO IN ITALIA

3.1 Energia solare ed impianti solari fotovoltaici.

L'energia solare può essere considerata la forma energetica da cui traggono origine tutte le altre. È interessante notare come addirittura le fonti fossili non esisterebbero, se il Sole non irradiasse la Terra. Questo perché i combustibili fossili hanno origine, in gran parte, dai vegetali. I vegetali infatti utilizzano la fotosintesi clorofilliana per sopravvivere. La stessa energia solare poi influisce su precipitazioni (idroelettrico), movimenti delle masse d'aria (eolico) e molto altro ancora. Il Sole è fonte di vita. C'è da sempre e, tuttavia, lo sfruttamento della sua energia è recente. La conversione fotovoltaica è stata infatti introdotta negli anni Cinquanta, all'interno dei programmi spaziali. Ad oggi è una delle forme di produzione energetica su cui si concentrano i maggiori investimenti. Due sono gli scopi dell'investimento: la realizzazione di nuove centrali e la ricerca in tecnologia e materiali. L'obiettivo è la riduzione del costo per kwh di generazione, al fine di spingere ulteriormente la diffusione dello sfruttamento dell'energia solare.

La Terra viene irradiata per una potenza di circa 180000 miliardi di kW. Una parte di tale potenza viene rispedita, o meglio riflessa, verso lo spazio esterno dall'atmosfera terrestre. Si può affermare, con buona approssimazione, che l'irraggiamento solare sia pari ad 1 kW/mq. La domanda sorge allora spontanea: perché non ricoprire ogni superficie disponibile con pannelli solari? La diffusione su larga scala dello sfruttamento dell'energia solare è limitata, seppur in fortissima crescita negli ultimi anni, da una serie di fattori. Anzitutto i costi di realizzazione delle opere, nonostante il forte e continuo calo degli stessi, permangono piuttosto alti. Tuttavia, come si vedrà nel paragrafo dedicato ai costi, la tendenza è verso una loro continua diminuzione. In secondo luogo vi sono i problemi di paesaggistica. Questo è un caso peculiare per l'Italia. I vincoli paesaggistici rappresentano un fortissimo limite all'installazione di pannelli solari, complice il ruolo ostruzionista giocato dalle Soprintendenze. Sono poi

da segnalare le difficoltà inerenti i problemi che la costruzione di centrali solari crea al settore dell'agricoltura. Lo sfruttamento dell'energia solare è intermittente: si tratta infatti di una fonte non programmabile, la cui fruizione viene limitata dalla nuvolosità e dal ciclo giorno-notte. Nonostante queste problematiche, si tratta di una fonte rinnovabile, che non produce alcuna emissione di gas serra ed inesauribile per quello che è il concetto di tempo dell'uomo. Si presta, inoltre, in maniera ottimale alla generazione diffusa, grazie al fatto che i pannelli possono essere installati nei luoghi più svariati. È una forma di sfruttamento energetico che si basa sul concetto di flusso, diversamente da altre che si basano invece sullo stock.

In questo capitolo viene trattato il solare fotovoltaico, ossia la forma di sfruttamento dell'energia solare utilizzata per la generazione di elettricità. Esula dagli scopi del presente lavoro la trattazione del solare termico, sostanzialmente quella forma di energia che permette di ottenere riscaldamento ed acqua calda. Il capitolo si compone di una introduzione su che cosa sia l'energia solare, su come funziona un impianto fotovoltaico e la trattazione della situazione del fotovoltaico in Italia. Saranno quindi analizzati dati sulla produzione, sull'evoluzione della potenza installata e sulla numerosità del parco impianti. Il periodo preso in considerazione è quello che va dal 2007 al 2012. Infine, l'ultimo paragrafo sarà riservato alla descrizione dei costi del solare fotovoltaico.

Poc'anzi si affermava che vi sono vincoli importanti alla diffusione del fotovoltaico sia a livello mondiale che italiano. Tuttavia i dati sulla crescita di tale forma di energia sono impressionanti: nel 2000 la potenza installata a livello mondiale era di 2000 MW, ad oggi nella sola Italia sono installati 16419.8 MW. E le previsioni danno il fotovoltaico in continua crescita.

Dopo questa breve introduzione sullo sfruttamento dell'energia solare, è bene descrivere il funzionamento e l'insieme delle opere di un impianto per la produzione di energia elettrica da solare fotovoltaico.

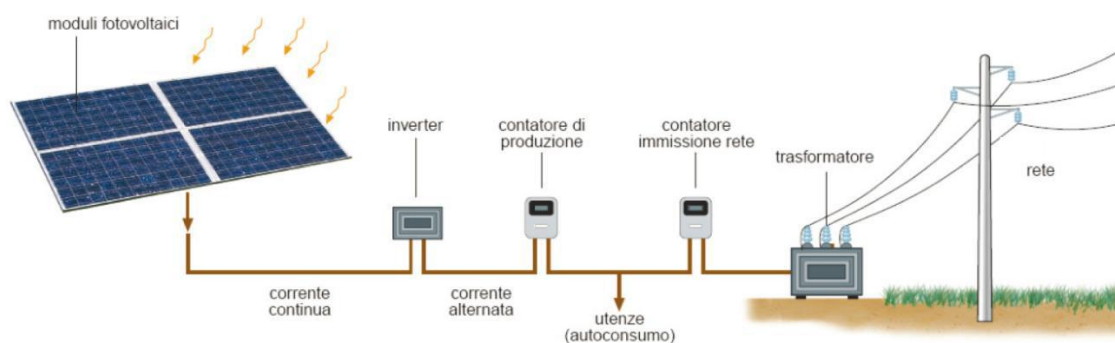
Un impianto fotovoltaico è in grado di trasformare l'energia della radiazione solare in energia elettrica. Alcuni materiali, come il silicio, se opportunamente trattati sono in grado di sfruttare l'effetto fotovoltaico. Quest'ultimo è la proprietà di generare elettricità da radiazione luminosa. Per comprenderne appieno il funzionamento è bene ricorrere ad un'immagine a noi nota: il classico pannello solare visibile su molti tetti. Un pannello è composto da un insieme di moduli elementari, detti celle fotovoltaiche.

La singola cella fotovoltaica è in grado di produrre 1.5 watt di potenza. Tale misura è insufficiente a soddisfare una qualsiasi richiesta energetica, motivo per cui le celle sono collegate all'interno di un modulo. Un impianto è costituito da una serie di moduli, tra loro collegati. Vi sono tre tipologie di moduli: pannelli a silicio cristallino, a film sottile e a concentrazione. I pannelli a silicio cristallino presentano una buona efficienza nel trasformare l'irraggiamento solare in energia elettrica e sono la variante più diffusa. I moduli a film sottile hanno rendimenti inferiori rispetto ai loro cugini a silicio cristallino, tuttavia sono la versione più economica. Infine i pannelli a concentrazione, tramite l'uso di opportuni sistemi ottici, convogliano la radiazione luminosa verso un unico punto, incrementando così il rendimento dell'impianto. Per quel che riguarda la potenza installata, così come per l'idroelettrico, il range spazia dalle poche centinaia fino a milioni di watt. I moduli poggiano su delle strutture di sostegno che ne permettono l'inserimento su superfici di vario genere. La struttura può essere mobile o fissa. Nel caso in cui sia mobile, è possibile aumentare lo sfruttamento dell'energia solare grazie al fatto che l'impianto "seguirà" il sole nel suo percorso giornaliero e annuale, si parla quindi di impianti ad inseguimento. Il componente che permette la fruizione dell'energia elettrica prodotta dall'irraggiamento solare è detto inverter. L'inverter si trova a valle dei moduli fotovoltaici ed ha lo scopo di trasformare la corrente continua in corrente alternata. La corrente alternata è la forma necessaria, affinché l'energia elettrica possa essere utilizzata direttamente dagli utenti oppure immessa in rete. Vi è poi il contatore di produzione, il quale informa sull'andamento della produzione in tempo reale. Se una parte dell'energia viene utilizzata per l'autoconsumo e la restante immessa in rete, allora si avrà la presenza del contatore di immissione in rete. Alla fine del percorso si trova il trasformatore, il quale eleva di tensione l'energia per immetterla in rete. In Figura 12 è rappresentato un impianto fotovoltaico.

Grazie a Figura 12 è possibile comprendere appieno il funzionamento della tecnologia fotovoltaica. Nel caso qui illustrato l'impianto fotovoltaico si compone di quattro moduli. All'interno di ogni modulo sono ben visibili le celle fotovoltaiche, l'unità base di cui si compone una centrale solare. L'irraggiamento, rappresentato dalle frecce di colore arancione, colpisce le celle fotovoltaiche le quali, grazie all'effetto fotovoltaico, generano corrente continua. La corrente continua viene trasformata in alternata grazie all'inverter. Con la corrente alternata è possibile illuminare la propria abitazione, quindi

autoconsumo, oppure immettere energia in rete, secondo quanto poc'anzi descritto. Figura 12 permette di descrivere un concetto non ancora enunciato: l'inclinazione e l'orientamento.

Figura 12: Schema del funzionamento di un impianto fotovoltaico



Fonte dati Figura 12: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

A seconda del luogo in cui si desidera collocare l'impianto, occorre prestare molta attenzione all'inclinazione dei moduli e all'orientamento degli stessi, al fine di sfruttare al massimo la potenza della centrale. Si possono elencare tre possibilità d'uso per un impianto fotovoltaico. Anzitutto è possibile costruirne uno per fornire energia elettrica, con sistema di accumulo, per utenti isolati dalla rete. In secondo luogo si possono installare moduli fotovoltaici per utenti collegati in una rete a bassa tensione. Infine vengono costruite centrali solari per fornire elettricità ad utenze distanti dai luoghi di produzione, attraverso reti a media e alta tensione. L'energia elettrica prodotta da un impianto viene misurata all'uscita dell'inverter.

Dopo aver illustrato cosa si intenda per energia solare e come funzioni un impianto fotovoltaico è bene passare all'analisi della situazione italiana.

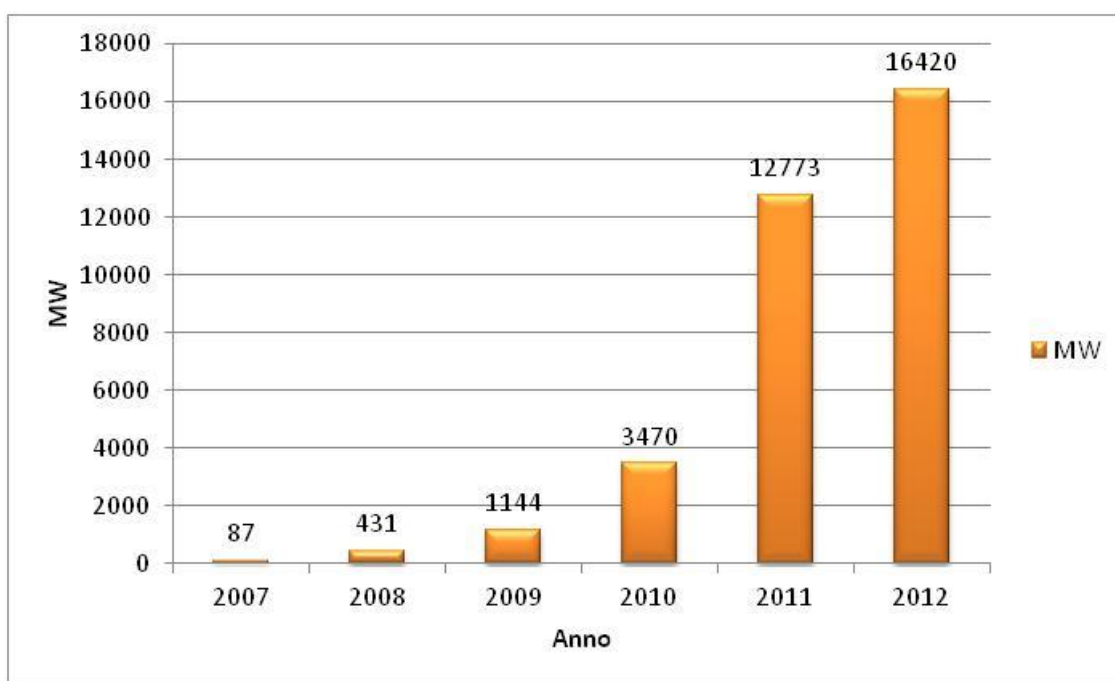
3.2 Situazione attuale del fotovoltaico in Italia

L'obiettivo del presente paragrafo è la descrizione del fotovoltaico in Italia e la sua evoluzione negli ultimi anni. Il periodo analizzato è, come è stato detto prima, quello compreso tra il 2007 e il 2012. Si tratta di un periodo molto breve, caratterizzato peraltro da un andamento incredibilmente interessante dal punto di vista della diffusione del solare in Italia. Nel precedente paragrafo si accennava al fatto che il fotovoltaico

nell'anno 2000 contava, a livello mondiale, circa 2000 MW di potenza installata. Questo dato spiega come lo sfruttamento dell'energia solare, a fini di generazione elettrica, sia recente. Saranno qui analizzati una serie di grafici e tabelle che illustrano l'andamento della potenza installata, della produzione e della numerosità del parco impianti. Ove possibile sarà svolta l'analisi in base alla classe di potenza degli impianti, così come è stato fatto per l'idroelettrico. Dal presente capitolo saranno poi introdotti confronti, in termini di contribuzione ai consumi nazionali, tra la fonte rinnovabile trattata nel capitolo e quelle affrontate nei capitoli precedenti, qui avverrà il primo confronto: quello tra idroelettrico e fotovoltaico.

Si inizia con Figura 13, ove si riporta l'evoluzione della potenza installata cumulata degli impianti fotovoltaici in Italia, nel periodo 2007-2012.

Figura 13: Evoluzione della potenza installata cumulata negli impianti fotovoltaici, periodo 2007-2012



Fonte dati Figura 13: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

In Figura 13 è ben visibile la tendenza che ha caratterizzato l'evoluzione della potenza cumulata nel periodo considerato. La crescita è stata imponente. Dagli 87 MW del 2007, si è passati ai 16420 del 2012. Assumendo come anno base il 2007, la crescita assoluta del periodo è stata pari a +18873%, un valore incredibile considerando che è stato ottenuto nell'arco di soli 5 anni. Certo, un ruolo importante è stato svolto dalle

incentivazioni di cui tale forma di energia ha beneficiato, tuttavia ciò non toglie che l'andamento sia sbalorditivo. I dati di Figura 13 possono essere elaborati per ottenere le crescite percentuali annue. Tale elaborazione è riportata in Tabella 11.

Tabella 11: crescita annuale della potenza installata (in percentuale), nel periodo 2007-2012

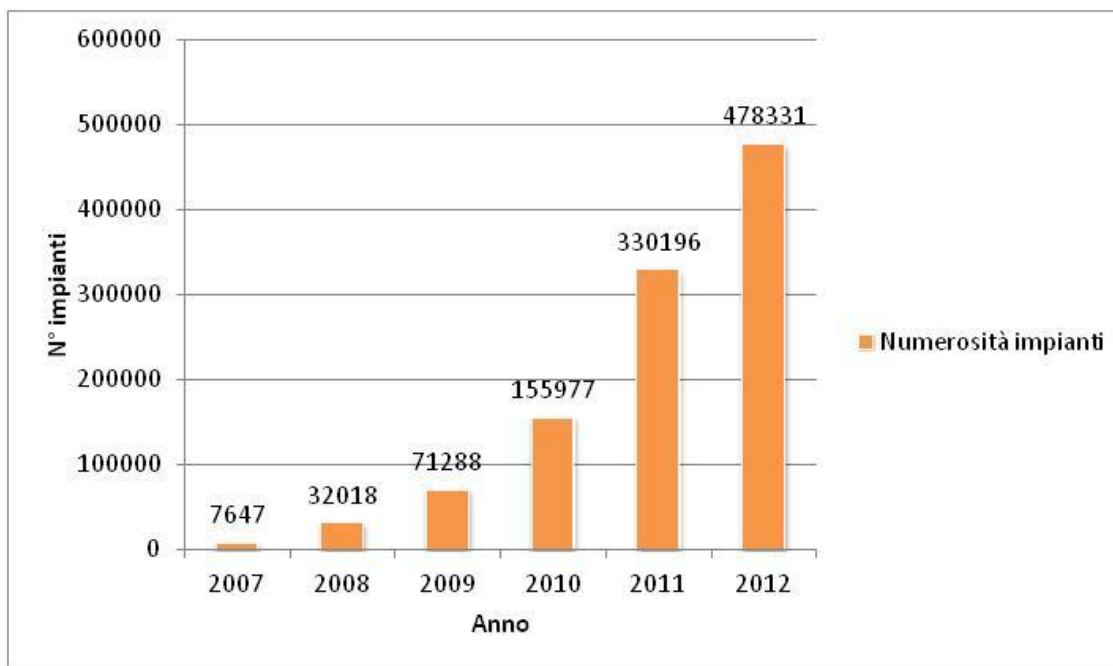
Anno	Crescita annuale %
2007-2008	+395.4
2008-2009	+165.4
2009-2010	+203.3
2010-2011	+268.1
2011-2012	+28.5

Da Tabella 11 si evince che i tassi di crescita sono imponenti. Il tasso di crescita medio annuo è pari +212.1%. Tuttavia è da segnalare l'anno 2012, nel quale sono stati installati 3647 MW con una crescita del 28.5%. Il tasso di crescita risulta essere all'incirca pari al 10% del tasso registrato tra 2010 e 2011. Ci si trova quindi, per l'anno 2012, di fronte a due misure contrastanti: da una parte la crescita in termini di MW è pari alla consistenza dell'intero parco impianti al 2010, mentre la crescita in termini percentuali è inferiore di gran lunga a quelle precedenti. Si possono allora avanzare talune ipotesi. Anzitutto va ricordato che il 2012, a causa dei decreti Passera, è stato un anno di incertezze sul fronte delle rinnovabili. Si è svolto infatti un forte dibattito inerente il fatto che, in periodi di crisi, sia meglio tagliare gli incentivi concessi alle FER. Come si è detto, gli incentivi al fotovoltaico sono stati un traino alla forte crescita registrata da questa tecnologia. È possibile quindi che una visione nebulosa del futuro sull'incentivazione abbia scoraggiato quanti avrebbero installato un impianto fotovoltaico. Oppure si può ipotizzare che, dopo quattro anni di crescita esponenziale, il ritmo si attesti su un livello inferiore, seppur molto sostenuto (+28.5%). Allo stato attuale queste sono solo delle ipotesi, in quanto risulta arduo effettuare conclusioni plausibili avendo a disposizione un solo anno di crescita inferiore. Non si può dimenticare il fatto che l'Italia sia ancora in crisi economica, anche se lo era già negli anni del boom del fotovoltaico. Si può quindi affermare con una certa sicurezza che molto hanno pesato le controversie legate alla politica energetica del governo centrale: dibattiti sull'incentivazione, idee riguardo alla costruzione di nuove centrali a carbone e

altre questioni hanno sicuramente rallentato la diffusione del fotovoltaico nell'anno 2012. Tuttavia la trattazione di tali problematiche sarà affrontata nel capitolo 7, ove sarà analizzata la composizione della bolletta elettrica, al fine di verificare se effettivamente si spende troppo per gli incentivi alle rinnovabili.

In Figura 14 è presente l'evoluzione della numerosità del parco impianti fotovoltaico, nel periodo 2007-2012.

Figura 14: Evoluzione del numero cumulato di impianti fotovoltaici in Italia, periodo 2007-2012



Fonte dati Figura 14: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

La crescita del parco impianti, nel periodo considerato, è stata imponente. Se si assume infatti come anno base il 2007, la crescita assoluta è stata pari a +6155.1%: un valore eccezionale. Anno dopo anno il parco impianti, eccezion fatta per il 2012, è più che raddoppiato nel numero di unità. Con l'ausilio di Tabella 12 è possibile osservare le crescite percentuali annue.

I commenti svolti riguardo alla crescita della potenza installata valgono anche per la numerosità del parco impianti. In Tabella 12 è possibile osservare, una volta di più, come i tassi di crescita siano stati davvero eccezionali. L'unico anno in cui il tasso è diminuito, pur mantenendo un livello alto, è il 2012 anno in cui si è registrato un +44.9%. Tuttavia, a differenza dei tassi della potenza cumulata, i tassi sulla numerosità

hanno un andamento calante per tutto il periodo considerato, pur mantenendo livelli imponenti.

Tabella 12: Crescita percentuale annua del numero di impianti, periodo 2007-2012

Anno	Crescita annuale %
2007-2008	+318.7
2008-2009	+122.6
2009-2010	+118.8
2010-2011	+111.7
2011-2012	+44.9

La crescita media del periodo è stata pari a +143.34%: un tasso incredibile. Se confrontiamo il tasso di crescita tra idroelettrico e fotovoltaico, è immediato concludere che è il fotovoltaico la fonte su cui bisogna puntare. Bisogna però considerare che l'idroelettrico continua a crescere nonostante abbia una storia lunghissima alle spalle, sarebbe quindi opportuno viaggiare nel tempo fino al 2050 e vedere i tassi del fotovoltaico a quella data. Attualmente molto poco si può dire sull'evoluzione e sulla stabilità di tale crescita. Una certezza è però presente: i costi delle opere necessarie alla realizzazione di un impianto fotovoltaico continuano a decrescere, come si vedrà nel prossimo paragrafo, motivo per cui ci si aspetta una sua ulteriore e forte diffusione. Molto dipende poi dalle scelte fatte in campo politico e normativo. Chiusa l'esperienza del governo Monti, ora è da vedere come si comporterà il neogoverno Letta.

Anche per le centrali solari vale quando detto per l'idroelettrico: la potenza installata per singolo impianto varia da qualche centinaio fino a milioni di watt. Risulta quindi doveroso analizzare l'evoluzione sotto il profilo della taglia di impianto. La distinzione, attualmente in uso presso le statistiche nostrane, individua sei taglie di impianti: impianti con potenza installata tra 1-3 KW, tra 3-20 KW, 20-200 KW, 200-1000 KW, 1000-5000 KW ed infine impianti maggiori di 5000 KW. L'evoluzione viene osservata dapprima sotto il profilo della potenza installata, in seguito analizzando la numerosità degli impianti. Il periodo considerato in entrambe le analisi è 2010-2012.

In Figura 15 è visibile l'evoluzione della potenza installata per gli impianti fotovoltaici, suddivisa in base alla taglia d'impianto. Per comodità nella rappresentazione dei dati, l'unità di misura utilizzata è MW: 1 MW equivale a 1000 KW. Tutte le tipologie

d'impianto sono cresciute nel periodo considerato. Di seguito sono riportate le crescite assolute in termini di potenza installata, nel periodo 2010-2012, per i vari impianti:

- Impianti >5 MW: +303%.
- Impianti compresi tra 1 e 5 MW: +441.9%.
- Impianti compresi tra 0.2 e 1 MW: +462.1%.
- Impianti compresi tra 0.02 e 0.2 MW: +392.5%.
- Impianti compresi tra 0.003 e 0.02 MW: 233.8%.
- Impianti compresi tra 0.001 e 0.003 MW: +155.5%.

Le tipologie cresciute maggiormente sono quelle comprese tra 0.02 e 5 MW. Gli impianti di taglia minore (0.001-0.003MW) hanno invece registrato la minor crescita. Si tratta in ogni caso di tassi di crescita eccezionali per ogni tipologia presa in considerazione.

Figura 15: Evoluzione della potenza installata per taglia d'impianto, 2010-2012



Fonte dati Figura 15: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Risulta utile individuare quali siano le taglie di impianto più diffuse a livello nazionale in termini di potenza installata. In Tabella 13 è presente il confronto tra 2010 e 2012.

Da Tabella 13 risulta evidente che gli impianti di taglia minore (0.001-0.003 MW) hanno quasi dimezzato la propria quota percentuale sul totale della potenza installata,

passando dal 4.82% nel 2010 al 2.60% nel 2012. Questo trend risulta confermato dal fatto che, per tale taglia di impianti, la crescita assoluta nel periodo 2010-2012 è stata nettamente inferiore rispetto alle altre.

Tabella 13: Composizione percentuale parco impianti italiano, in base alla potenza installata, confronto 2010-2012

Classe impianto	2010	2012
0.001-0.003 MW	4.82	2.60
0.003-0.02 MW	18.18	12.83
0.02-0.2 MW	20.36	21.17
0.2-1 MW	35.60	42.30
1-5 MW	10.85	12.40
>5 MW	10.20	8.70
Totale	100	100

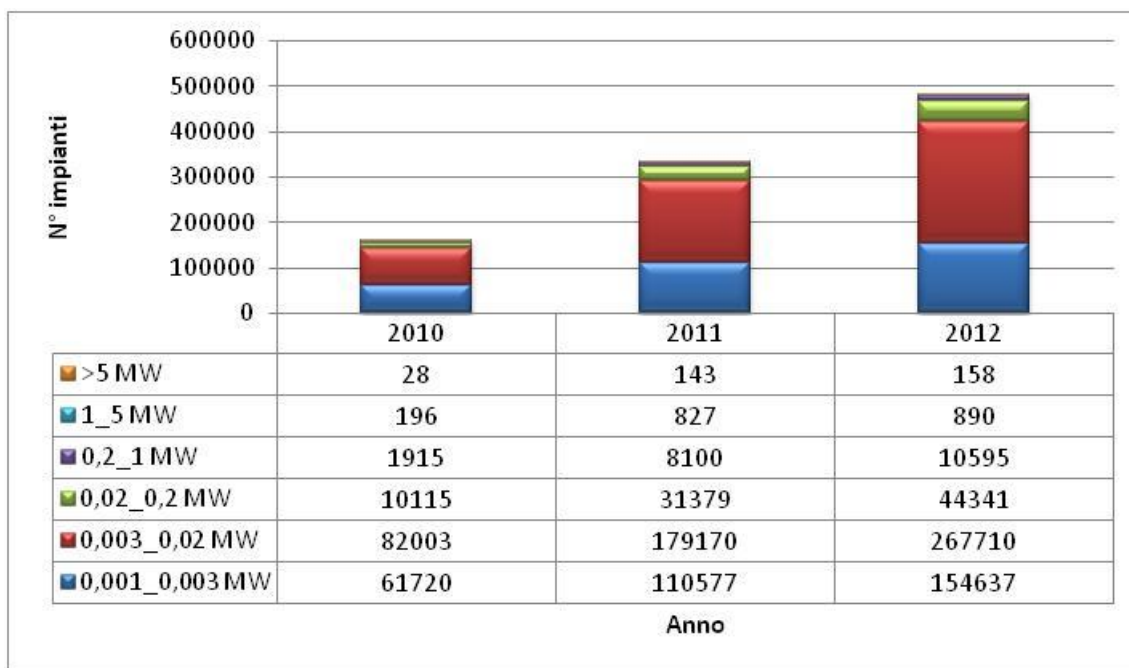
Gli impianti compresi tra 0.003-0.02 MW hanno subito una riduzione del loro peso percentuale, passando dal 18.18% nel 2010 al 12.83% nel 2012. Infine anche gli impianti maggiori di 5 MW hanno diminuito la propria quota percentuale, perdendo in due anni l'1.5%. Le altre tipologie di impianto hanno invece registrato una crescita del proprio peso. La categoria che detiene il primato, in termini di percentuale sul totale della potenza installata, è quella compresa tra 0.2-1 MW, con quasi il 43% al 2012. Se si aggregano insieme gli impianti compresi tra 0.02-1 MW, si ottiene il 63.47% del totale. Ciò significa che gli impianti di taglia media sono quelli che detengono la maggior parte della potenza installata. A questo punto è bene analizzare se gli impianti di media taglia sono anche i più diffusi sul territorio nazionale. A tal fine si analizza l'evoluzione nella numerosità del parco impianti, a seconda della taglia di centrale, per il periodo 2010-2012. In Figura 16 è presente tale analisi.

Anche in Figura 16, per comodità, le classi di potenza sono espresse in MW. Ogni tipologia d'impianto è cresciuta nel periodo considerato. Come fatto poc' anzi, anche in questo caso si riportano le crescite assolute registrate dalle varie tipologie di centrali nel periodo 2010-2012:

- Impianti >5 MW: +464.3%.
- Impianti compresi tra 1 e 5 MW: +354.1%.
- Impianti compresi tra 0.2 e 1 MW: +453.3%.
- Impianti compresi tra 0.02 e 0.2 MW: +338.4%.

- Impianti compresi tra 0.003 e 0.02 MW: +226.5%.
- Impianti compresi tra 0.001 e 0.003 MW: +150.5%.

Figura 16: Evoluzione nel numero di impianti, suddivisi per taglia di impianto, 2010-2012



Fonte dati Figura 16: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Ancora una volta, gli impianti di taglia minore (0.001-0.003 MW) sperimentano il minor tasso di crescita assoluta (+150.5%). Sono invece gli impianti di taglia maggiore (>5 MW) a registrare il maggior tasso (+464.3%). È utile a questo punto analizzare la composizione percentuale del parco impianti nel 2010 e nel 2012, come è stato fatto in Tabella 13. Tale analisi è svolta in Tabella 14.

Come risulta da Tabella 14, in termini di numerosità del parco impianti, la quota maggiore è detenuta dagli impianti di taglia 0.003-0.02 MW, i quali detengono oltre il 55% del totale al 2012. Al secondo posto, ma percentualmente in calo, sono gli impianti di dimensioni micro (0.001-0.003 MW). Gli impianti invece compresi tra 0.02-1 MW detengono l'11.48%. Infine i grandi impianti (maggiori di 1 MW) hanno una quota inferiore allo 0.25% del totale. Dal confronto tra Tabella 13 e Tabella 14 è possibile concludere che: la maggior parte degli impianti, in termini numerici, presenti in Italia è da ricondursi agli impianti di taglia minore (<0.02 MW), categoria questa che detiene al 2012 il 78.29% sul totale, seppur in calo rispetto al 2010 a causa del ridimensionamento

della quota dei micro impianti (-7.24%). In termini invece di potenza installata la categoria degli impianti inferiori ai 0.02 MW non raggiunge il 16% del totale.

Tabella 14: Composizione percentuale parco impianti italiano, in termini di numerosità, confronto 2010-2012

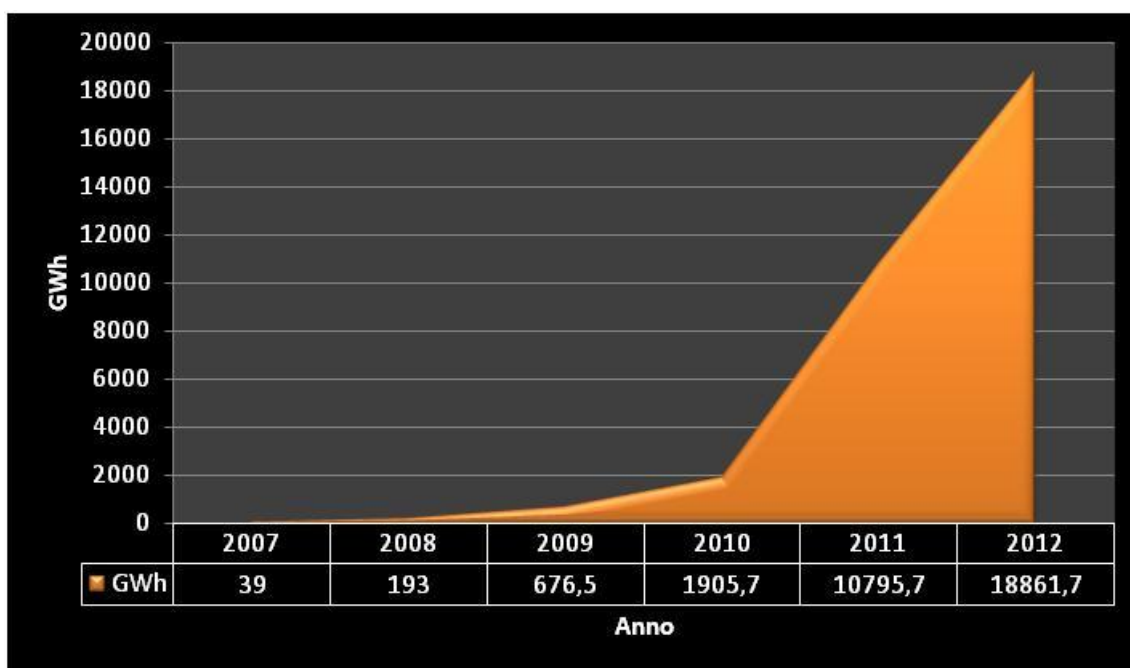
Classe impianto	2010	2012
0.001-0.003 MW	39.57	32.33
0.003-0.02 MW	52.57	55.96
0.02-0.2 MW	6.48	9.27
0.2-1 MW	1.22	2.21
1-5 MW	0.12	0.19
>5 MW	0.01	0.03
Totale	100	100

Il parco impianti italiano è pertanto così composto: la maggior parte degli impianti presenti sul territorio è da ricondursi ai piccoli impianti (<0.02 MW), mentre la maggior parte della potenza installata è detenuta dagli impianti di taglia media (0.02-1 MW), che al 2012 superano il 60% del totale. Infine le grandi centrali (>1MW) sono numericamente di gran lunga inferiori e possiedono il 21.1% della potenza installata. Risulta utile, come svolto poc' anzi, trasformare le sei tipologie di taglia in tre categorie denominate rispettivamente: piccoli impianti (0.001-0.02 MW), medi impianti (0.02-1 MW) e grandi impianti (>1 MW). Questo è necessario per individuare quale sia la taglia media di un impianto per le tre categorie considerate. Il risultato si ottiene dividendo il totale della potenza installata della singola macrocategoria per il numero d'impianti. Caso raro in tema di rinnovabili, questo calcolo può essere effettuato per l'anno più recente: il 2012. La taglia media di un piccolo impianto risulta essere al 2012 pari a 0.006 MW. Per gli impianti medi tale misura risulta essere pari a 0.19 MW. Infine la taglia media dei grandi impianti è 3.3 MW. Anche per il solare fotovoltaico si può quindi affermare che la conformazione del territorio italiano, a cui vanno aggiunte le recenti limitazioni alla diffusione di centrali solari di grande estensione e poggiati a terra, fa sì che la futura linea di sviluppo del settore sia caratterizzata da impianti di piccole e medie dimensioni e da una ancor più forte diffusione della generazione distribuita a fini di autoconsumo.

A questo punto della trattazione occorre analizzare quanto le centrali solari abbiano prodotto, in aggregato, negli ultimi anni. Il periodo preso in considerazione è, ancora

una volta, il quinquennio 2007-2012. In Figura 17 è presente l'andamento della produzione da solare fotovoltaico per il periodo considerato. Come risulta da Figura 17 la produzione è cresciuta in modo esponenziale. Questo trend non deve stupire, in quanto in precedenza si è visto un andamento simile sia nella crescita della potenza installata che nel numero di impianti. Il ragionamento è quindi semplice: più potenza si installa, più energia elettrica verrà prodotta. Ancora una volta è però doveroso insistere sul fatto che il solare fotovoltaico è diventato la seconda fonte di energia elettrica da FER in soli cinque anni, seconda solo all'idroelettrico. Il potenziale di sviluppo è ancora enorme. Tenendo conto poi della posizione favorevole di cui gode l'Italia, in termini di irraggiamento solare, e del fatto che questa tecnologia diventerà sempre meno costosa, si può proprio ipotizzare una sua continua espansione. Anche se molto dipenderà dalle decisioni politiche assunte a livello centrale e periferico.

Figura 17: Produzione totale energia elettrica da impianti fotovoltaici in GWh, 2007-2012



Fonte dati Figura 17: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

In Tabella 15 è presente l'analisi dell'andamento della produzione annuale, nel periodo 2007-2012. La crescita assoluta registrata nel periodo, assumendo come anno base il 2007, è pari a +48263.3%. Sono dati sbalorditivi che confermano quanto questa tecnologia sia stata testimone di una massiccia diffusione a livello nazionale.

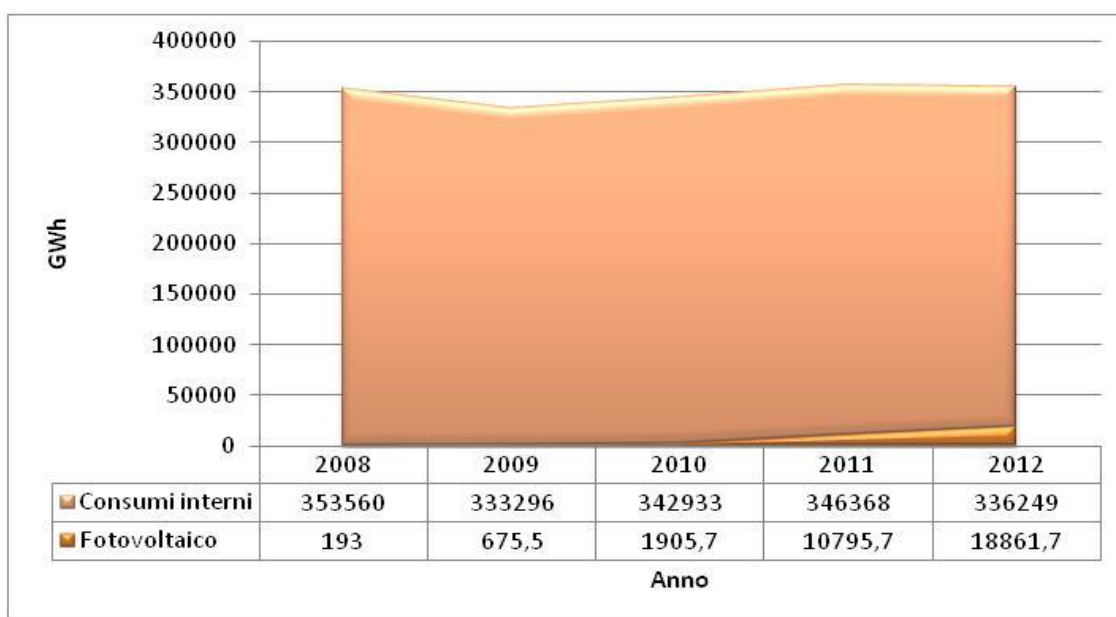
Da Tabella 15 si nota che in tutti gli anni i tassi di crescita sono stati a tre cifre. L'unica eccezione è rappresentata dall'anno 2012, in cui il tasso si ferma ad un +74.7%. Per l'anno 2012 vale quanto esposto in precedenza, con riguardo alla crescita della potenza installata.

Tabella 15: Andamento annuale della produzione, in termini percentuali, periodo 2007-2012

Anno	Produzione totale andamento %
2007-2008	+394.9%
2008-2009	+250.5%
2009-2010	+181.7%
2010-2011	+466.5%
2011-2012	+74.7%

Analizzare dati sulla produzione in tal modo a poco serve se non per affermare che la produzione cresce a ritmi molto sostenuti. Tuttavia, si vuole qui fornire un'analisi ancora più concreta, misurando il contributo che il solare fotovoltaico ha dato ai consumi elettrici nazionali, in linea con quanto svolto per l'idroelettrico nel precedente capitolo. Il periodo analizzato è il 2008-2012. Tale analisi è svolta in Figura 18.

Figura 18: Contributo produzione fotovoltaica a consumo nazionale, 2008-2012



Fonte dati Figura 18: Nostra elaborazione su dati GSE

Da Figura 18 risulta evidente che il contributo del solare fotovoltaico ai consumi nazionali è cresciuto lungo tutto il periodo considerato. La contribuzione appare di lieve entità. Il periodo 2008-2012 è caratterizzato da una contrazione nei consumi elettrici, dovuta essenzialmente alla crisi che attanaglia l'Italia. In un contesto di consumi calanti, la produzione da fotovoltaico è continuata a crescere, contribuendo in modo più incisivo alla soddisfazione del fabbisogno. In Tabella 16 è presente il contributo, in termini percentuali, dato dal solare ai consumi interni per il periodo 2008-2012.

Tabella 16: Contributo percentuale fotovoltaico a fabbisogno nazionale, periodo 2008-2012

Anno	Contributo fotovoltaico %
2008	0.05
2009	0.20
2010	0.55
2011	3.16
2012	5.61

Da Tabella 16 si evince che il contributo del solare fotovoltaico ai consumi interni è cresciuto in maniera importante, passando dallo 0.05% del 2008 al 5.61% del 2012. Bisogna tener presente che tale crescita in termini di contribuzione è avvenuta in un contesto di consumi calanti. Tuttavia è bene ragionare su questi dati: ciò che l'UE ci impone è diminuire i consumi tramite efficienza e risparmio energetico. Alla luce di questi fatti risulta quindi opportuno accogliere con ottimismo l'aumentata contribuzione del solare al fabbisogno interno. Se saranno attuate importanti misure volte ad aumentare il risparmio e l'efficienza energetici, la crescita del fotovoltaico permetterà una ancor maggiore contribuzione dello stesso al fabbisogno nazionale di elettricità. Mettendo per un attimo da parte l'ottimismo nei confronti della produzione solare, risulta utile quantificare quanto sarebbe stato il contributo del fotovoltaico al 2012, ipotizzando lo stesso livello di consumi del 2008 ossia 353560 GWh. In tale scenario i 18861.7 GWh prodotti nel 2012 avrebbero contribuito a soddisfare il 5.33% e non il 5.61% com'è successo in realtà. Questo dato è incredibilmente positivo in quanto nell'arco di cinque anni il solare è passato da un contributo dello 0.05% fino al 5.33%, in uno scenario artificiale a consumi invariati. Un dato eccezionale che conferma quanto detto in questo paragrafo: il solare fotovoltaico sarà un player di primo piano nelle

questioni energetiche nazionali ed aumenterà il proprio contributo in maniera importante nel futuro.

A questo punto è opportuno introdurre una novità, già anticipata nel precedente paragrafo: un confronto tra idroelettrico e fotovoltaico in termini di contribuzione ai consumi nazionali. Per fare ciò si porranno a confronto gli anni 2008 e 2012, per evidenziare come queste due tecnologie hanno soddisfatto la domanda nazionale di elettricità. Tale confronto è presente in Tabella 17.

Tabella 17: Confronto contributo a consumi nazionali tra Idrico e Fotovoltaico nel 2008 e nel 2012

Anno	Altre fonti	Idrico	Fotovoltaico	Totale
2008	88.17	11.78	0.05	100
2012	81.90	12.50	5.60	100

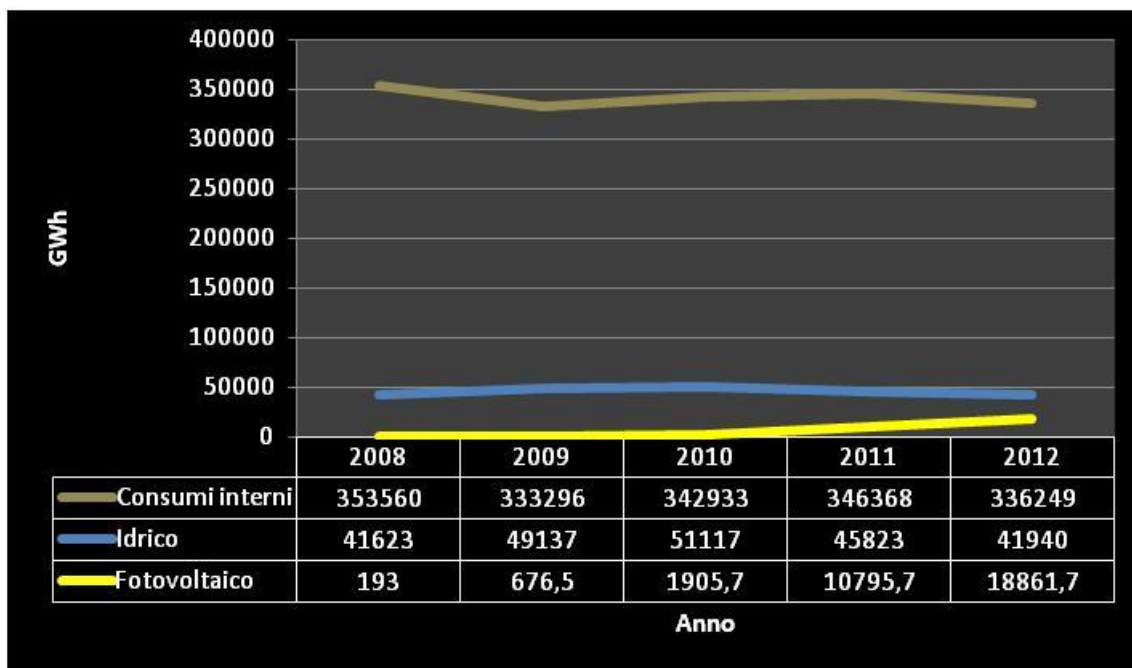
In Tabella 17 è ben visibile come il fabbisogno elettrico nazionale al 2008 sia stato soddisfatto per l'88.17% da altre fonti. L'idroelettrico ha contribuito con l'11.78%, mentre il solare fotovoltaico con lo 0.05%. Al 2008 pertanto il fotovoltaico deteneva una quota irrisoria di contribuzione. La situazione si modifica in maniera sensibile nell'arco di soli quattro anni. Al 2012, infatti, il fabbisogno è soddisfatto per l'81.9% da altre fonti. Mentre l'idrico contribuisce a soddisfare il 12.5% e il fotovoltaico il 5.6%. Osservando la dinamica che ha caratterizzato queste due tecnologie rinnovabili nel periodo 2008-2012 è possibile presumere che il trend vedrà incrementare la contribuzione di entrambe le due fonti ma con un aumento di peso del fotovoltaico, che potrebbe portarlo a diventare la prima fonte rinnovabile a livello nazionale, date le potenzialità di sviluppo dello stesso. È presto per affermare ciò con sicurezza, ma i dati e le analisi, sin qui svolte, permettono di ipotizzare un trend con queste caratteristiche.

In Figura 19 è presente l'evoluzione dei consumi nazionali e della produzione da idrico e solare per il periodo 2008-2012, al fine di mettere in luce il trend qui descritto. I dati sono espressi in GWh.

Da Figura 19 si evince che le produzioni di fotovoltaico ed idrico tendono a convergere. E le prospettive future fanno intuire che la tendenza continuerà, con un probabile sorpasso ad opera del solare. Il fotovoltaico ha un vantaggio rispetto all'idrico: non dipende dall'acqua. Gli scenari futuri ipotizzano infatti una minore disponibilità d'acqua. Si sa che l'idroelettrico può, a seconda del tipo d'impianto, stoccare acqua nel serbatoio.

Tuttavia se l'acqua diminuisce questo avrà ricadute importanti sulla produzione da idrico. Motivo per cui si sta valutando l'ipotesi di costruire altri impianti a pompaggio, i quali sono meno dipendenti dalla quantità di precipitazioni. Non così per il solare, che può godere di una fonte inesauribile di energia e su di un gran potenziale ancora non sfruttato. Motivo per cui il fotovoltaico, norme permettendo, sarà una fonte di primaria importanza a cui attingere energia nel prossimo futuro.

Figura 19: Confronto contributo produzioni da idrico e fotovoltaico a consumi nazionali, 2008-2012



Fonte dati Figura 19: Nostra elaborazione su dati GSE

Prima di passare alla trattazione dei costi del fotovoltaico, si affronta la distribuzione del fotovoltaico su base regionale, secondo dati 2012.

Le Regioni del Nord Italia (FVG, Veneto, TAA, Lombardia, Liguria, Piemonte, Emilia Romagna e Valle D'Aosta) producono il 38.3% del fotovoltaico, detengono il 43.5% della potenza installata e possiedono il 54.1% del parco impianti. Le Regioni del Centro (Toscana, Lazio, Umbria, Marche e Abruzzo) producono il 23.3% di energia solare, hanno il 22.6% della potenza installata e sul loro territorio si trova il 19.3% del parco impianti. Infine le Regioni dell'Italia Meridionale e le Isole (Campania, Basilicata, Molise, Puglia, Calabria, Sicilia e Sardegna) producono il 38.5% di energia fotovoltaica, detengono il 33.8% della potenza installata e sul loro territorio sono ubicati il 26.6%

degli impianti solari. In termini di produzione di energia sono le Regioni del Sud ad essere migliori: in particolare la Regione Puglia produce il 18.5% del fotovoltaico a livello nazionale. L'ottima performance delle Regioni meridionali è sicuramente dovuta al fatto che l'irraggiamento solare è migliore in quelle zone, rispetto al Settentrione. Se infatti osserviamo la potenza installata nelle tre parti in cui si è suddivisa l'Italia, non sono presenti differenze rilevanti. In fatto di numero di impianti, invece, è il Nord Italia ad avere la quota maggiore. Tuttavia è evidente che gli impianti del Sud Italia hanno maggiore produttività dovuta al fatto che con meno impianti la produzione supera quella delle Regioni del Nord di uno 0.2%.

3.3. I costi del fotovoltaico

Nella fase attuale il solare fotovoltaico è una delle tecnologie rinnovabili con la maggiore crescita, ed è destinata a giocare un ruolo ancor più decisivo nel mix energetico futuro. Secondo uno studio dell'IEA (International Energy Agency) il solare fotovoltaico contribuirà a soddisfare la metà del fabbisogno elettrico mondiale al 2060. Tale scenario risulta tanto più probabile, quanto più i governi mondiali saranno decisi nel proseguire il cammino di investimento nelle rinnovabili e miglioramento dell'efficienza energetica. Molto dipenderà poi da fattori demografici ed economici, in quanto, entro il 2050, la crescita economica e demografica si presume si concentrerà nei Paesi dell'Equatore. Tali popoli avranno un crescente bisogno energetico da soddisfare (si prevede che nella fascia equatoriale, al 2050, vivranno sette miliardi di persone), motivo per cui il solare fotovoltaico costituirà una fonte energetica di primaria importanza.

Il fotovoltaico è una forma energetica "democratica": la possibilità di costruire impianti su misura, significa che chiunque ha l'opportunità di soddisfare i propri consumi mediante l'installazione di un impianto solare. I costi principali di tale tecnologia riguardano essenzialmente i moduli e le componenti necessarie a realizzare un impianto. I moduli si presentano in tre varianti, descritte nei precedenti paragrafi. Il costo di un modulo dipende sostanzialmente dal materiale in cui è realizzato, dai costi di produzione e di assemblaggio. Negli ultimi anni i prezzi dei pannelli sono calati in modo vistoso. E il trend sembra non conoscere limite, nonostante stia rallentando in rapidità. Il motivo del brusco calo dei prezzi è dovuto al fatto che vi è una sovra offerta

di produzione da parte dei fornitori, unito alle innovazioni tecnologiche nella ricerca di nuovi materiali. Infatti quando gli unici moduli disponibili erano in silicio, la scarsità di tale materiale, manteneva elevato il prezzo degli stessi. In seguito all'introduzione di nuovi materiali si sono create le condizioni per soddisfare la domanda crescente di moduli, ad un prezzo inferiore, arrivando a creare un eccesso di offerta rispetto alla domanda. Nonostante il fotovoltaico registri tassi di crescita della capacità installata eccezionali, l'offerta di moduli rimane superiore alla domanda, con conseguente calo dei prezzi. Occorre aggiungere poi che, a livello mondiale, anche Cina e India sono grandi produttori di pannelli e, grazie ai loro vantaggi in termini di costo della produzione, possono offrire prezzi ancora più bassi, creando una competizione serrata che spinge al ribasso il prezzo dell'offerta. A settembre 2012 il prezzo medio di un modulo da fotovoltaico era sceso di una range compreso tra il 51% ed il 64%, rispetto a settembre 2010. Per i pannelli in silicio, la versione più diffusa e costosa, il prezzo medio presso fornitore cinese è di 0.75\$/Watt (dollari/watt di potenza installata), mentre presso fornitori occidentali è di 1.1\$/Watt. Come si è anticipato, questa tendenza sta rallentando il ritmo. Tuttavia la continua sovrapproduzione permette di ipotizzare un continuo declino nel livello dei prezzi, almeno nel breve- medio periodo.

I costi delle componenti necessarie alla realizzazione dell'impianto comprendono: costo dell'inverter, costi di installazione, costi della batteria di stoccaggio (nel caso in cui l'impianto non sia collegato alla rete elettrica), progettazione dell'impianto e costi legati a tasse e autorizzazioni. Questi costi dipendono in larga misura dalla tipologia di installazione: grandi centrali risultano in proporzione più economiche rispetto ad installazioni private su tetto. Il motivo, riprendendo quanto detto con riguardo al mini idroelettrico, è dovuto al maggior costo di realizzazione di opere e componenti su scala ridotta. Il trend registrato per il costo dei moduli si registra anche nei costi relativi a componenti ed installazione. Anche il fotovoltaico, così come l'idrico, è una fonte rinnovabile influenzata dal sito di ubicazione dell'impianto. L'ubicazione implica una importante conseguenza: il maggior o minor irraggiamento solare. Una centrale situata nella Provincia di Lecce avrà un LCOE differente rispetto ad una in Provincia di Belluno. Un maggior irraggiamento solare permette di ripartire l'investimento dell'impianto su un numero maggiore di ore equivalenti di utilizzazione. Le ore equivalenti di utilizzazione si ottengono dal rapporto tra produzione annuale e potenza

installata. Un elevato numero di ore significa che l'impianto ha prodotto per più tempo elettricità. In Italia è evidente la differenza nelle ore di utilizzazione equivalenti registrate nel Nord e Sud Italia. Gli impianti ad inseguimento garantiscono in assoluto il maggior numero di ore di utilizzazione equivalenti. Tuttavia in molti casi, la spesa aggiuntiva che si sostiene nel rendere il proprio impianto ad inseguimento, non è conveniente in termini economici.

LCOE del fotovoltaico considera le stesse variabili utilizzate per l'idrico. È quindi un metodo standard. LCOE tiene conto dell'investimento e dei costi operativi, lungo tutta la vita dell'impianto. Include inoltre i costi del carburante (se necessario) e della sostituzione delle componenti. Nel caso del solare occorre precisare che il carburante non è necessario al funzionamento di una centrale. Nel 2007 i costi di produzione espressi in €/Kwh (centesimi di euro per kilowattora) erano pari a 41.0 €/Kwh per impianti di taglia compresa tra 0.004-1 MW, mentre erano pari a 51.0 €/Kwh per impianti con potenza da 1 a 3 KW. Emerge qui una prima e fondamentale distinzione: gli impianti residenziali a tetto rappresentano la soluzione più costosa, in termini di LCOE, mentre le grandi centrali situate a terra sono la soluzione più economica. Negli ultimi anni i costi si sono evoluti, rispetto al 2007, verso una loro sostanziale riduzione. Il fotovoltaico si sta avvicinando infatti alla cosiddetta grid parity: ossia quando il costo di produzione di un Kwh da FER eguaglia quello delle fonti fossili. L'Italia sarà il primo Paese europeo a raggiungere la grid parity, si stima già dal 2014. In molti paesi europei si ipotizza che la grid parity sarà raggiunta al 2020. Lo scenario è favorito da una previsione sull'aumento del prezzo dell'elettricità in un range che va dal 2% al 6.7% annuo. Molto dipende però da come saranno gestiti i meccanismi di incentivazione al solare, dall'eventualità di inglobare il valore delle esternalità per ogni tecnologia e dal taglio dei sussidi ancora concessi alle fonti fossili. Nel capitolo relativo all'idroelettrico si affermava la necessità di valorizzare per le fonti rinnovabili le esternalità da queste prodotte, in termini di riduzione dell'inquinamento e non solo. Se poi alle fonti fossili venissero aggiunte le esternalità causate dal loro utilizzo, in termini di maggiori costi sociali ed ambientali, la produzione da FER risulterebbe ancora più competitiva. Poc'anzi si affermava che, negli ultimi anni, il costo di produzione del fotovoltaico sia diminuito in maniera sensibile. Nel 2010 il range di costo era compreso tra i 35 e i 16 €/Kwh. Le stime per il 2012 indicano un range compreso tra i 29 ed i 13

€/Kwh. Al 2020 si ipotizza una importante diminuzione, che porterà ad avere un range del tipo 18-8 €/Kwh. La continua diminuzione del costo al Kwh, unita alla democraticità del fotovoltaico, fa sì che ogni cittadino europeo possa diventare, secondo quanto affermato dal EPIA (European Photovoltaic Industry Association), un prosumer. Il prosumer è un produttore-consumatore. Il fotovoltaico, infatti, dà la possibilità al singolo cittadino di produrre energia per l'autoconsumo grazie ai sistemi decentralizzati.

CAPITOLO 4

L'EOLICO IN ITALIA

4.1 Il vento e gli impianti eolici.

Il presente capitolo si compone di una introduzione sull'energia eolica, per poi passare alla descrizione di un impianto eolico. Successivamente sarà analizzata la situazione attuale dell'eolico in Italia nel periodo 2000-2012: verranno analizzati dati sulla potenza installata, sulla numerosità del parco impianti e sulla produzione. Infine l'ultimo paragrafo sarà dedicato ai costi di questa tecnologia.

La fonte rinnovabile vento ha una lunga tradizione. Si tratta, infatti, della forma di sfruttamento energetico più antica insieme con la fonte idrica. L'energia ricavata dal vento affonda le sue radici nella Preistoria. Le prime forme di sfruttamento sono rappresentate dalle vele delle imbarcazioni. Successivamente, intorno al III millennio a.C., nel continente asiatico, vennero introdotti i mulini a vento. L'energia ricavata attraverso le suddette forme di sfruttamento era sostanzialmente meccanica: serviva e serve a far muovere una nave oppure le macine di un granaio. Accanto a questa forma, negli ultimi anni, si è aggiunta la generazione di energia elettrica da eolico. Quest'ultima è stata oggetto di forte interesse da parte di molte nazioni a seguito delle crisi petrolifere degli anni Settanta del Novecento. È proprio in tale periodo che si registra una forte crescita dei fondi destinati ad attività di ricerca e sviluppo per tale tecnologia.

Nel presente capitolo sarà quindi analizzata la produzione elettrica da fonte eolica: tale forma di sfruttamento prevede la trasformazione dell'energia cinetica delle masse d'aria in energia elettrica attraverso degli aerogeneratori, ossia le comuni torri dei parchi eolici. È bene sottolineare che quando si parla di impianto eolico, si intende molto spesso un parco eolico o wind farm. Una "fattoria del vento" è infatti composta da più aerogeneratori, è raro invece imbattersi in impianti eolici costituiti da una singola torre, se non nel caso di impianti di piccola taglia. Prima di descrivere una centrale eolica è necessario individuare quali siano i principali vantaggi e svantaggi connessi allo

sfruttamento del vento.

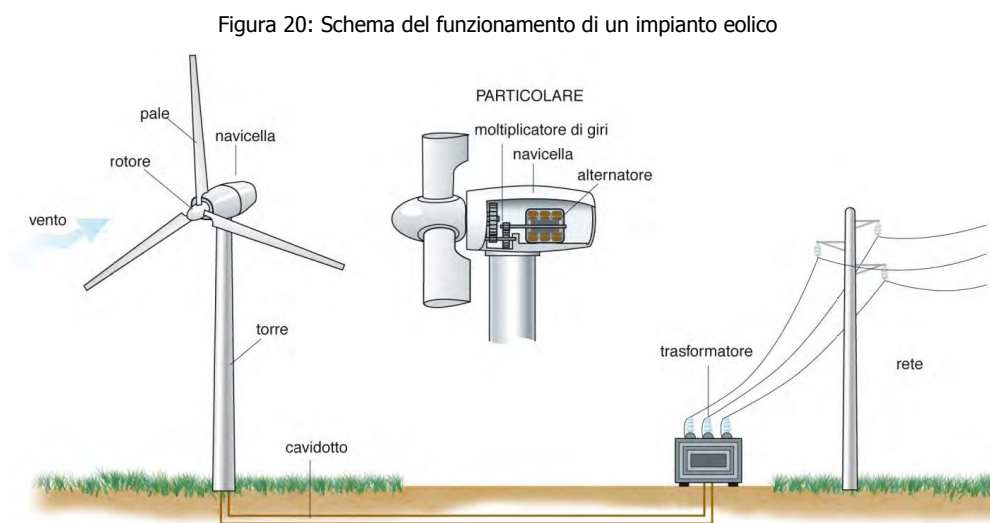
Anzitutto il vento rappresenta una fonte energetica rinnovabile. Il suo sfruttamento non produce emissioni di gas serra, salvo quelle connesse alla produzione delle componenti necessarie alla costruzione di un aerogeneratore. Come tutte le tecnologie considerate finora, anche quella eolica permette la realizzazione di impianti tail made, ossia “costruiti su misura”, in base alle esigenze dell’utente e del sito di costruzione. Sono bassi i costi di mantenimento e soprattutto, questione molto importante, sono di lieve entità i costi di smantellamento di un parco eolico, caratteristica che lo rende competitivo nei confronti di altre tecnologie (nucleare e idrica) che presentano invece notevoli costi di smantellamento. L’eolico in più non è influenzato dall’andamento dei prezzi dei combustibili, in quanto non è necessario alcun carburante per far funzionare un parco.

Per quanto riguarda invece gli svantaggi, essi sono nettamente inferiori ai pregi. In primo luogo la fonte eolica non è programmabile (così come idrico ad acqua fluente e fotovoltaico) in quanto funziona ad intermittenza. Molto dipende dalle condizioni del sito di installazione in termini di ventosità e caratteristiche orografico - territoriali. È necessario quindi che sia affiancata da fonti programmabili, permettendo così una gestione efficace delle forniture elettriche agli utenti. In secondo luogo, occorre menzionare il problema paesaggistico. Questo rappresenta un forte vincolo alla diffusione dell’eolico, specie in un Paese come l’Italia ove si è già citato il ruolo, spesso di ostacolo, esercitato dalle Soprintendenze. Le torri eoliche, per quanto esteticamente apprezzabili, creano un impatto visivo notevole nel paesaggio d’inserimento. Si può però affermare che l’impatto ambientale, escludendo gli impianti di maggiori dimensioni, è molto contenuto, con grande facilità nelle operazioni di smantellamento, dovuta essenzialmente ai bassi costi e alla possibilità di riciclo di molte componenti. Chi scrive non intende esprimere una posizione riguardo ai vincoli paesaggistici, ma semplicemente indicare il loro ruolo di regolazione nella diffusione delle centrali del vento. Infine è da menzionare la speculazione che caratterizza questa tecnologia: in alcune parti del mondo, Italia compresa, vengono costruiti impianti anche in luoghi caratterizzati da una scarsa ventosità, al solo scopo di lucrare sugli incentivi concessi a tale forma di energia.

Terminata questa parte introduttiva sullo sfruttamento del vento, si rivela necessario

descrivere una tipica centrale del vento in termini di funzionamento e opere di cui si compone.

Come poc'anzi affermato un impianto eolico sfrutta l'energia cinetica del vento e la trasforma in energia elettrica. Un parco eolico è caratterizzato dalla presenza di più aerogeneratori, comunemente detti torri. Il singolo aerogeneratore ricorda molto un fiore. Alla cima del fusto, è posto il rotore. Il rotore è munito normalmente di tre pale eoliche, realizzate in fibra di vetro, che sono simili ai petali. Il rotore insieme con le pale costituiscono la turbina eolica. Dietro il rotore trova posto la struttura di alloggiamento, comunemente denominata navicella. All'interno della navicella sono presenti il moltiplicatore di giri, il generatore elettrico e i meccanismi di controllo dell'aerogeneratore. La torre è collegata tramite un cavidotto al trasformatore, necessario ad elevare di tensione l'elettricità per immetterla in rete. L'insieme delle opere di cui si compone un impianto eolico è ben visibile in Figura 20.



Fonte dati Figura 20: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Grazie all'ausilio di Figura 20 è possibile descrivere nel dettaglio il funzionamento di un aerogeneratore. Il vento sferza le pale eoliche, le quali generano la rotazione del rotore. La rotazione è così trasferita all'alternatore, il quale permette la generazione di energia elettrica. Il trasferimento tra rotore e alternatore, avviene grazie al sistema meccanico del moltiplicatore di giri. Attraverso il cavidotto, l'energia elettrica prodotta viene convogliata ad un trasformatore. Il trasformatore eleva di tensione l'elettricità per

permetterne l'immissione in rete. La capacità di un aerogeneratore di produrre energia elettrica è in larga misura dipendente dalle condizioni di ventosità del sito di ubicazione. Le torri devono poi essere sufficientemente alte, in modo tale da evitare ostacoli o turbolenze connesse alla vicinanza del suolo. Le macchine eoliche si presentano in varie forme e taglie a seconda della potenza installata e delle dimensioni fisiche dell'aerogeneratore. Avremo pertanto aerogeneratori di taglia piccola (potenza installata fino a 200 KW), taglia media (potenza compresa tra 200 e 1000 KW), ed infine macchine di grossa taglia (superiori ai 1000 KW di potenza installata). L'altezza delle torri varia da un minimo di 10 metri, fino ad un massimo di 120 metri. Altra dimensione da considerare allorché si tratta di eolico è rappresentata dal diametro del rotore. Qui si passa dal metro, misura minima per gli impianti di piccola taglia, agli 80 metri dei grandi aerogeneratori. Una torre eolica può essere utilizzata per fornire energia ad una singola utenza, oppure per utenze collegate da una rete in basse tensione. Infine i parchi eolici più consistenti forniscono elettricità ad utenze in rete di media o alta tensione. L'eolico si presta quindi alla già citata generazione diffusa e anche alla micro generazione diffusa, specie se affiancato da fonti programmabili gestite attraverso una smart grid. L'uso della smart grid, unito a sistemi più efficaci di stoccaggio dell'energia prodotta, si rivela necessario per evitare cali di tensione nella rete o insufficiente fornitura di energia nelle ore di punta.

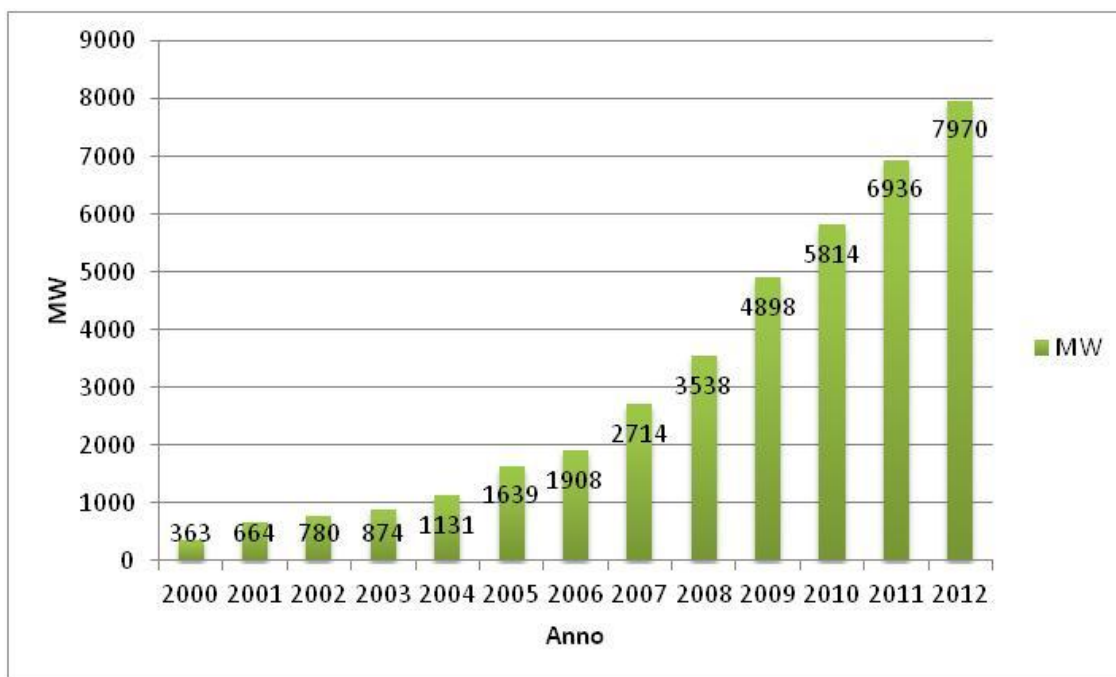
In futuro si prevede la realizzazione di turbine con maggior potenza installata rispetto a quelle attuali. Le previsioni indicano infatti in 20 MW la potenza futura delle maggiori turbine, ben 15 MW in più rispetto ai 5 attuali. Questo comporterà la necessità di aumentare il diametro del rotore portandolo a 200 metri. Tuttavia notevoli sono le difficoltà insite nel raggiungimento di tale traguardo, prime fra tutte problematiche di tipo economico. Le problematiche economiche sono legate alla difficoltà nel finanziare tali attività di ricerca e sviluppo, specie nella fase attuale. Nonostante ciò, l'eolico continua a registrare tassi di investimento molto forti nell'intero pianeta. Terminata questa parte introduttiva è bene passare alla descrizione della situazione attuale dell'eolico in Italia.

4.2. Situazione attuale dell'eolico in Italia.

Nel presente paragrafo viene analizzato il parco impianti eolico italiano in termini di

potenza installata, numerosità e produzione. L'analisi sarà ulteriormente affinata introducendo la distinzione in base alla classe di potenza degli impianti. Il periodo analizzato è 2000-2012. Al termine del paragrafo verranno poste a confronto le tre tecnologie finora analizzate: idrica, solare fotovoltaica ed eolica. La fonte rinnovabile vento è stata caratterizzata da una forte crescita in Italia nel periodo considerato. In Figura 21 è visibile l'evoluzione della potenza installata, registrata nel parco impianti italiano nel periodo 2000-2012. La potenza cumulata è cresciuta lungo tutto l'arco di tempo considerato, raggiungendo i 7970 MW al 2012. La crescita assoluta registrata nel periodo analizzato, assumendo come anno base il 2000, è stata pari al 2095.6%. Si tratta di una crescita sbalorditiva.

Figura 21: Evoluzione della potenza installata cumulata negli impianti eolici, 2000-2012



Fonte dati Figura 21: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Se si considera il modesto valore di partenza del 2000, pari a 363 MW, è intuibile che le potenzialità di questa tecnologia energetica siano importanti. I dati presenti in Figura 21 possono essere elaborati per ottenere le crescite percentuali annue. Tale elaborazione è presente in Tabella 18.

Da Tabella 18 si evince che, nel periodo considerato, si sono registrati per ogni anno tassi di crescita a due cifre. Non è identificabile un trend di crescita, eccezion fatta per il

periodo 2010-2012 in cui la crescita sembra essersi attestata ad un ritmo compreso tra il 15% ed il 20%. Il 2001 è stato l'anno in cui la crescita della potenza cumulata è stata maggiore (+ 82.92%). Al contrario, il 2003 ha registrato la crescita più bassa dell'intero periodo (+ 12.05%).

Tabella 18: Crescita annuale della potenza installata (in percentuale), nel periodo 2000-2012

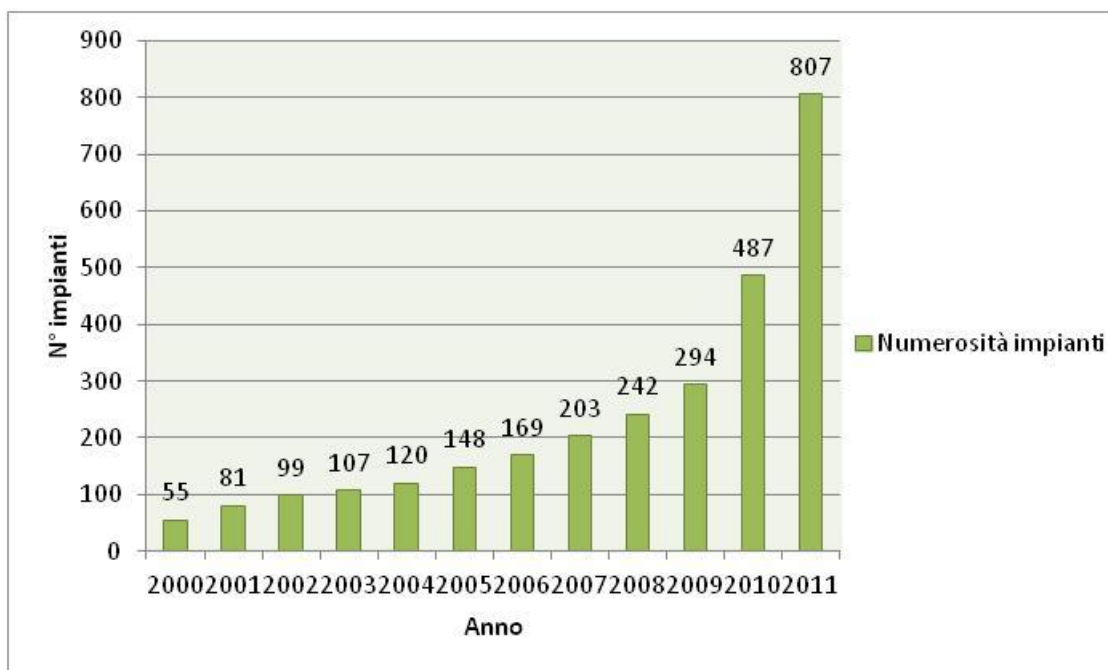
Anno	Crescita annuale %
2000-2001	+ 82.92
2001-2002	+ 17.47
2002-2003	+ 12.05
2003-2004	+ 29.40
2004-2005	+ 44.91
2005-2006	+ 16.41
2006-2007	+ 42.24
2007-2008	+ 30.36
2008-2009	+ 38.44
2009-2010	+ 18.70
2010-2011	+ 19.30
2011-2012	+ 14.91

La crescita media del periodo considerato è pari al 30.6%. Si tratta di un valore elevato, che permette di affermare come l'eolico sia una fonte energetica su cui il Paese punta molto, in linea con quanto avviene nel resto del mondo. È interessante notare che, nonostante la crisi economica, l'eolico continua a crescere anche nel periodo 2008-2012. L'eolico è una fonte energetica incentivata e pertanto valgono le medesime considerazioni svolte con riguardo al problema delle incentivazioni per il solare fotovoltaico. In particolare nel caso italiano occorre segnalare la difficoltà insita nel realizzare parchi eolici off-shore. Un parco eolico può infatti essere realizzato in due modi: off-shore ed on-shore. L'eolico off-shore è caratterizzato dalla presenza di aerogeneratori situati al largo delle coste, mentre l'on-shore si compone di torri situate sulla terraferma. In Italia attualmente non esiste alcun parco eolico off shore attivo. Tuttavia alcuni progetti sono stati approvati, specie a largo delle coste siciliane, per cui ci aspetta una crescita anche dell'off-shore nel prossimo futuro. Non si deve però pensare che questo sia un limite peculiare dell'Italia, tutto il Mar Mediterraneo è in realtà poco sfruttato in termini di parchi eolici off-shore. Al contrario, i Paesi del Nord

Europa, Regno Unito in testa, sono quelli che attualmente hanno la maggior potenza installata di impianti off- shore.

È necessario analizzare ora il parco impianti italiano in termini di numerosità. Tale analisi è presente in Figura 22. Il periodo analizzato è 2000-2011.

Figura 22: Evoluzione del numero cumulato di impianti eolici in Italia, 2000-2011



Fonte dati Figura 22: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

La crescita del parco impianti è stata considerevole in tutto l'arco di tempo preso in esame. Nel 2000 le centrali del vento erano appena 55. In undici anni il loro numero è cresciuto fino a raggiungere le 807 unità nel 2011. Si può però osservare che gli anni compresi tra il 2000 e il 2009 hanno visto incrementi di modesta entità, se confrontati con la crescita registrata nel 2010 e 2011. In questi due anni infatti la crescita è stata davvero imponente. La crescita assoluta del periodo, assumendo come anno base il 2000, è stata del 1367.27%, in linea con il tasso assoluto nella crescita della potenza installata. In Tabella 19 sono riportate le singole crescite percentuali annue.

Da Tabella 19 è possibile osservare che il parco impianti eolico ha registrato crescite percentuali quasi sempre a due cifre. L'unica eccezione è rappresentata dall'anno 2003 in cui il tasso è pari a + 8.08%. Tabella 19 conferma quanto affermato in precedenza con riguardo a Figura 22: gli anni compresi tra il 2000 e il 2009 hanno tassi di crescita

di gran lunga inferiori a quelli registrati nel biennio 2010-2011. Tale differenza è ancor più significativa se si considera che la crescita imponente, registrata nel 2010 e nel 2011, è avvenuta su una base impianti consistente in termini di unità.

Tabella 19: Crescita percentuale annuale del numero di impianti, nel periodo 2000-2011

Anno	Crescita annuale %
2000-2001	+ 47.27
2001-2002	+ 22.22
2002-2003	+ 8.08
2003-2004	+ 12.15
2004-2005	+ 23.33
2005-2006	+ 14.20
2006-2007	+ 20.12
2007-2008	+ 19.21
2008-2009	+ 21.50
2009-2010	+ 65.64
2010-2011	+ 65.71

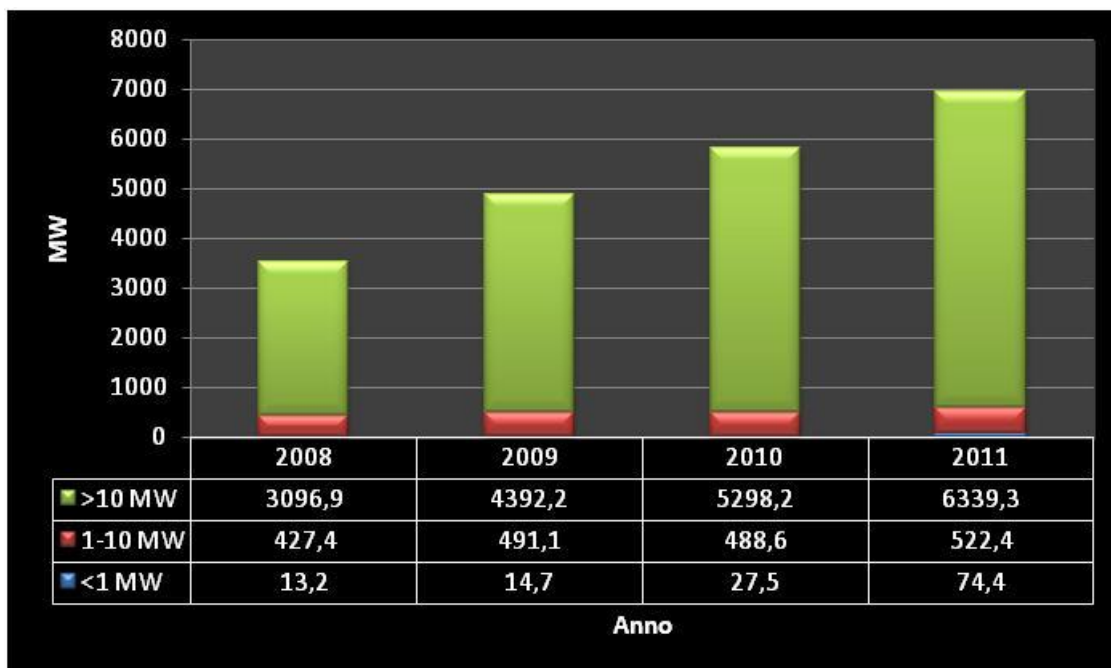
La crescita media annua registrata nel periodo 2000-2011 è stata pari al 29.03%. L'analisi è ulteriormente affinabile suddividendo il periodo in due sotto periodi: 2000-2009 e 2010-2011. La crescita media annua per il periodo 2000-2009 è pari a 20.9%. La crescita media del biennio 2010-2011 è pari a 65.75%. Il parco eolico italiano è cresciuto ad un ritmo sostenuto lungo tutto il periodo 2000-2011, e la crescita ha assunto un ritmo nettamente superiore nell'ultimo biennio, triplicando il tasso medio di crescita dei precedenti anni.

Anche nel caso dell'eolico è possibile analizzare l'evoluzione della potenza installata e della numerosità del parco impianti, introducendo la distinzione in base alla taglia della centrale eolica. Si possono individuare tre tipologie d'impianti, suddivisi in base alla potenza installata: piccoli impianti (potenza installata inferiore a 1 MW), impianti medi (potenza installata compresa tra 1 e 10 MW), ed infine i grandi impianti (potenza maggiore di 10 MW). Data la particolare conformazione del territorio italiano, l'analisi del parco impianti sotto il profilo della taglia si rivela estremamente interessante, in quanto permette di comprendere quale siano le direttrici di sviluppo della tecnologia analizzata e la sua applicazione concreta.

La prima analisi viene effettuata sulla potenza installata, successivamente si prenderà in

considerazione la numerosità. Il periodo è 2008-2011. In Figura 23 è riportata l'evoluzione della potenza installata per singola tipologia d'impianto nel periodo 2008-2011.

Figura 23: Evoluzione della potenza installata per taglia d'impianto, 2008-2011



Fonte dati Figura 23: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Da Figura 23 si evince che i grandi impianti rappresentano la maggior quota della potenza installata. È utile riportare la crescita assoluta registrata dalle singole tipologie d'impianto nel periodo analizzato:

- Piccoli impianti: + 463.6%.
- Medi impianti: + 22.1%.
- Grandi impianti: + 104.7%.

La tipologia che ha sperimentato la maggior crescita è quella dei Piccoli impianti. I Grandi impianti presentano anche essi una crescita forte, raddoppiando la propria potenza installata in soli quattro anni. Infine gli impianti di taglia media registrano la minor crescita assoluta. Anche nel caso dell'eolico, così come affermato per idrico e fotovoltaico, si può dire che gli impianti di piccola taglia rappresentano la migliore soluzione nel contesto italiano. Ciò nonostante, il grande eolico continua ad avere un forte sviluppo, in quanto non si può certo trattare di esaurimento degli spazi disponibili,

data l'assoluta novità della storia dell'eolico nel nostro Paese. Occorre poi ribadire che il piccolo eolico si presta ottimamente alla micro generazione diffusa, in linea con quella che sembra essere la strategia ottimale di penetrazione delle rinnovabili nel contesto nazionale. A questo punto risulta interessante osservare come è mutata la composizione del parco impianti, in termini di potenza installata, nel periodo 2008-2011. Tale analisi è riportata in Tabella 20.

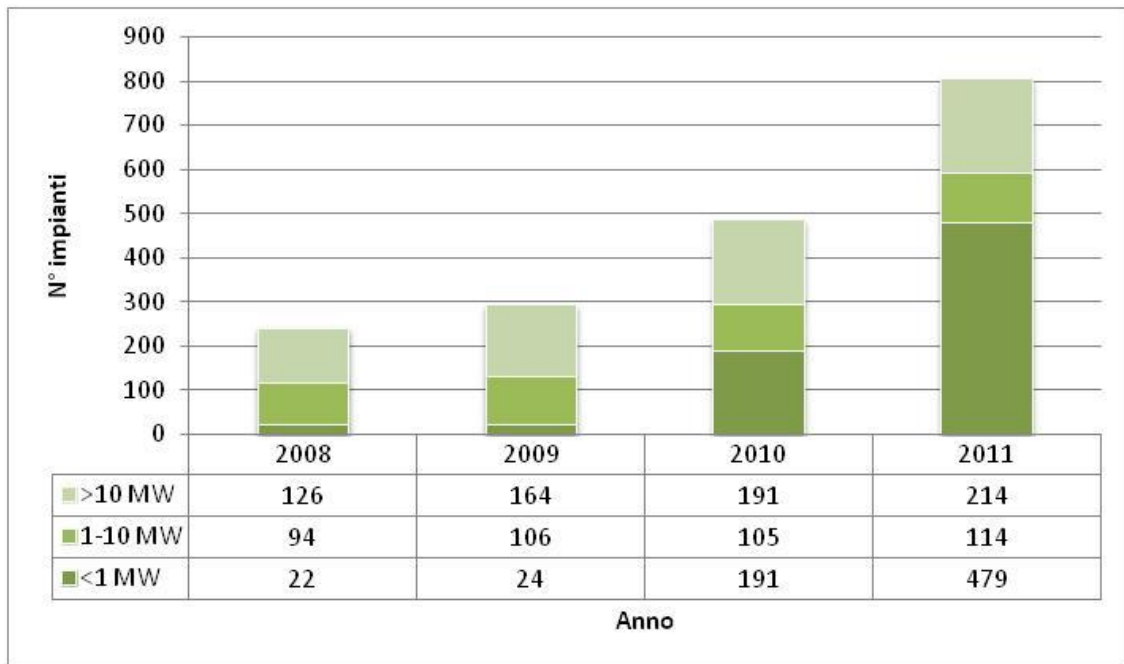
Tabella 20: Composizione percentuale parco impianti italiano, in base alla potenza installata, confronto 2008 e 2011

Taglia impianto	2008	2011
0-1 MW	0.37	1.07
1-10 MW	12.08	7.53
>10 MW	87.55	91.40
Totale	100	100

Da Tabella 20 risulta che, nel 2008, la maggior parte della potenza installata nel parco eolico italiano era rappresentata dai grandi impianti (87.55%). Pressoché nulla era la percentuale attribuibile ai piccoli impianti (0.37%). Infine, gli impianti di taglia media detenevano una quota pari al 12.08% sul totale. Nel 2011 la composizione risulta profondamente mutata, in quanto i piccoli impianti hanno quasi triplicato la loro quota percentuale arrivando al 1.07% sul totale. I grandi impianti hanno accresciuto ulteriormente la propria quota, toccando quasi il 92% sul totale. Per quanto riguarda i medi impianti, invece, occorre notare che la quota percentuale si è contratta in maniera importante. Hanno infatti perso quasi cinque punti percentuali, toccando quota 7.53% sul totale. Gli impianti medi sono infatti la tipologia che ha registrato la più bassa crescita assoluta nel periodo 2008-2011, pari al 22.1%. In termini di potenza installata si profila un parco impianti composto da piccoli impianti e da grandi centrali del vento. Occorre ora analizzare la composizione del parco eolico sotto il profilo della numerosità delle centrali, utilizzando la medesima suddivisione in base alla taglia dell'impianto. Il periodo preso in considerazione è il medesimo, 2008-2011. Tale analisi è presente in Figura 24. Da Figura 24 si evince che gli impianti di piccola taglia erano quelli numericamente inferiori nel 2008. La stessa condizione valeva anche nel 2009. Improvvisamente nel 2010 assistiamo al sorpasso degli impianti minori sugli impianti di media taglia e al raggiungimento degli impianti di taglia maggiore, pari a 191 unità.

Infine, nel 2011, i piccoli impianti diventano la categoria più numerosa sul parco eolico italiano, più che raddoppiando il numero dei grandi impianti. Le centrali di media potenza sperimentano una bassa crescita nel periodo 2008-2011. Infine il grande eolico registra una buona crescita.

Figura 24: Evoluzione nel numero di impianti, suddivisi per taglia di impianto, 2008-2011



Fonte dati Figura 24: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Per avere una visione maggiormente nitida del fenomeno appena descritto, occorre calcolare la crescita assoluta per le tre tipologie d'impianto, nel periodo 2008-2011:

- Piccoli impianti: + 2077%.
- Medi impianti: + 21.28%.
- Grandi impianti: + 69.84%.

Tale analisi conferma quanto affermato riguardo a Figura 24: il piccolo eolico ha sperimentato un tasso di crescita enorme. Infatti il tasso di crescita della numerosità (+ 2077%) è il quadruplo di quello relativo alla potenza installata (+ 463.6%). Ciò significa che vi è un gran numero di impianti di piccolissima taglia. La taglia media di un impianto piccolo era 0.6 MW nel 2008, mentre al 2011 risulta essere pari a 0.15 MW. Confrontando invece i medesimi dati per il medio eolico si può affermare che non vi è una gran differenza tra crescita nel numero e nella potenza installata. La taglia media,

per quest'ultima tipologia era infatti pari a 4.54 MW nel 2008, mentre al 2011 è di 4.58 MW. Infine i grandi impianti registrano una maggiore crescita nella potenza installata (+104.7%), rispetto alla crescita nel numero (+69.84%). Ciò implica che, nel quadriennio considerato, sono stati realizzati meno impianti, ma di maggiore potenza installata. La dimensione media del grande eolico era infatti pari a 24.58 MW, secondo dati 2008, mentre raggiunge i 29.62 MW nel 2011. Si assiste quindi ad una tendenza contrapposta: il piccolo eolico sta diminuendo la propria dimensione, mentre il grande eolico si caratterizza per impianti sempre maggiori in termini di potenza installata. È ora utile analizzare la composizione percentuale del parco eolico italiano, confrontando il 2008 e il 2011, sempre con la medesima distinzione per taglia di impianto. Tale analisi è riportata in Tabella 21.

Tabella 21: Composizione percentuale parco impianti italiano, in termini di numerosità, confronto 2008e 2011

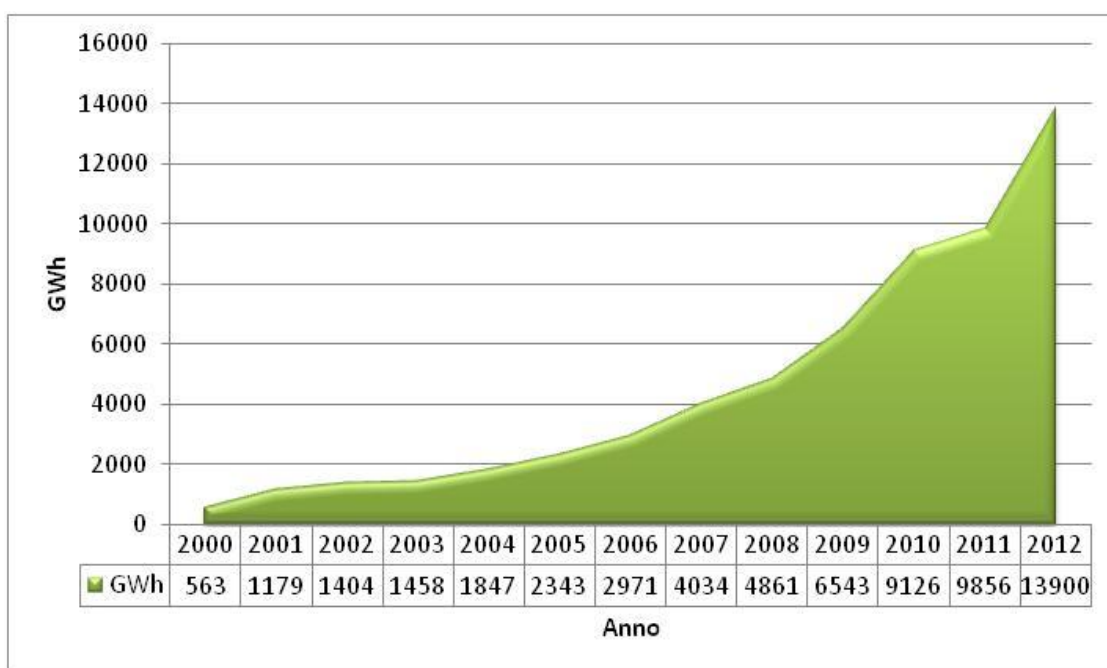
Taglia impianto	2008	2011
0-1 MW	9.1	59.35
1-10 MW	38.84	14.13
>10 MW	52.06	26.52
Totale	100	100

Da Tabella 21 si nota quanto affermato in precedenza: il piccolo eolico, nel 2008, rappresentava appena il 9.1% sul totale. In quattro anni la sua quota ha raggiunto il 59.35%. Gli impianti medi sono passati dal 38.84% del 2008, al 14.13% del 2011. Infine il grande eolico ha dimezzato la propria quota scendendo dal 52.06% del 2008, al 26.52% del 2011. Tenendo conto dei dati sull'andamento della potenza installata e della numerosità è possibile affermare quanto segue: i piccoli impianti hanno conosciuto un forte sviluppo, caratterizzandosi però per una potenza installata per impianto sempre minore. Gli impianti medi hanno invece registrato uno sviluppo maggiormente contenuto, mantenendo pressoché invariata la taglia. Infine il grande eolico ha avuto una forte crescita, caratterizzata dalla realizzazione di centrali sempre più potenti.

Terminata l'analisi del parco impianti in termini di potenza e numero, è ora tempo di passare allo studio della produzione del parco eolico italiano. Il periodo considerato è 2000-2012. In Figura 25 è presente l'andamento della produzione elettrica da eolico in Italia nel periodo 2000-2012. La produzione da eolico era pari a 563 GWh nel 2000,

mentre nel 2012 risulta essere 13900 GWh. Ciò significa che la crescita assoluta, assumendo come anno base il 2000, è stata + 2369%. Si tratta di una crescita impressionante. L'andamento della produzione non conosce cali nell'arco di tempo analizzato. Tuttavia, pur essendo l'eolico una fonte non programmabile, sarebbe difficile assistere a cali di produzione in un contesto di forte crescita del parco impianti. È interessante qui ricordare che, diversamente da quanto si potrebbe pensare, una wind farm produce di più in condizioni climatiche stabili. Ciò è dovuto al fatto che in caso di clima instabile sono maggiori le turbolenze e i cambi di direzione del vento, i quali incidono in maniera negativa sulla produzione degli aerogeneratori. In Figura 25 si nota come la produzione da eolico abbia registrato un vero e proprio decollo a partire dal 2007.

Figura 25: Produzione totale energia elettrica da impianti eolici in GWh, 2000-2012



Fonte dati Figura 25: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Con l'ausilio di Tabella 22 è possibile analizzare l'andamento della produzione per singolo anno in termini di crescita percentuale.

L'andamento della produzione del parco eolico è particolare. Nel 2001 si è registrato il più alto tasso di crescita della produzione (+109.41%). Gli anni 2002 e 2003 sono stati invece caratterizzati da una crescita più contenuta, rispettivamente pari a +19.08% per il

2002 e +3.84% per il 2003. Il 2003 vanta infatti il tasso di crescita più basso dell'intero periodo.

Tabella 22: Andamento annuale della produzione, in termini percentuali, periodo 2000-2012

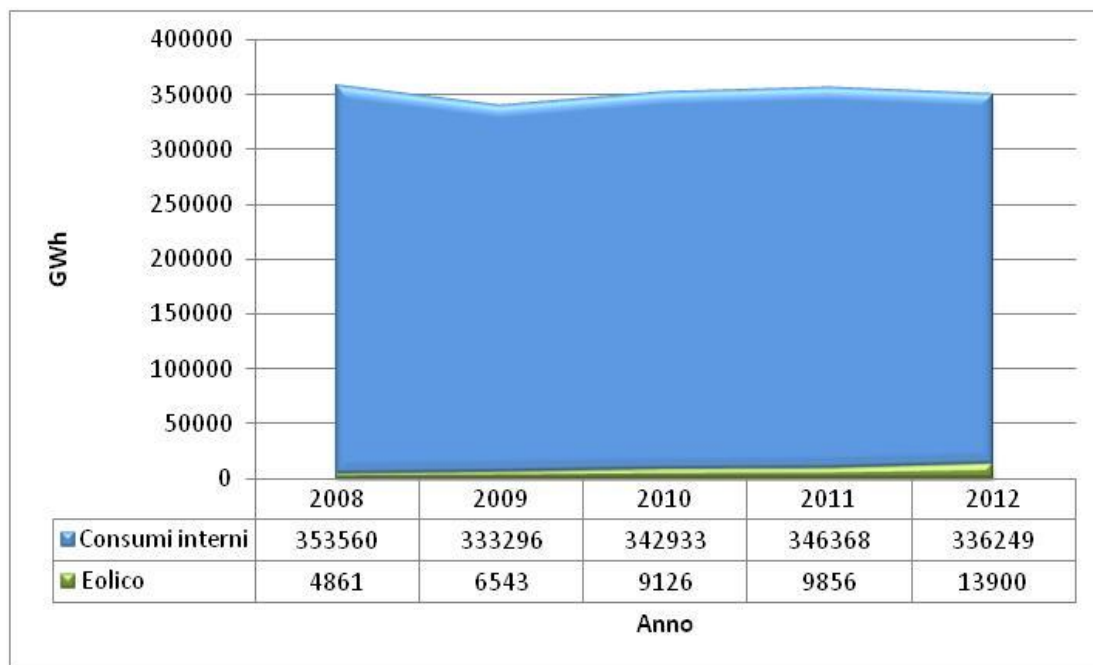
Anno	Produzione totale andamento %
2000-2001	+ 109.41
2001-2002	+ 19.08
2002-2003	+ 3.84
2003-2004	+ 26.68
2004-2005	+ 26.85
2005-2006	+ 26.81
2006-2007	+ 35.78
2007-2008	+ 20.50
2008-2009	+ 34.60
2009-2010	+ 39.48
2010-2011	+ 8.00
2011-2012	+ 41.03

A partire dal 2004 si apre una fase caratterizzata da tassi di crescita compresi tra il 20% ed il 35%. Nel 2010 la produzione tocca la crescita più alta dal 2001 in poi, pari a +39.48%. Il 2011 registra invece una crescita modesta, pari a +8%. Infine nel 2012 la crescita è stata del 41.03%. Il tasso di crescita medio del periodo risulta essere pari a +32.67%, un tasso davvero molto consistente. Da Figura 25 si nota che il 2012 è stato l'anno record in termini di produzione con ben 13.900 GWh. È bene ora analizzare quanto la produzione di energia elettrica da eolico abbia contribuito a soddisfare i consumi nazionali. Il periodo preso in considerazione è il 2008-2012. Tale analisi è riportata in Figura 26.

Da Figura 26 si evince che il contributo dato dall'eolico ai consumi nazionali è cresciuto lungo tutto il periodo 2008-2012. Il periodo analizzato è caratterizzato da una contrazione dei consumi nazionali. Un dato di fatto è però presente: la produzione in termini assoluti di elettricità da eolico è cresciuta, e ci aspetta un suo ulteriore e forte sviluppo nel prossimo futuro, motivo per cui la contribuzione di tale tecnologia al fabbisogno nostrano aumenterà. Questa tendenza pone l'Italia in linea con gli altri maggiori Paesi mondiali, i quali stanno attuando massicci investimenti nella tecnologia eolica. Non si tratta solo dei Paesi più industrializzati, ma anche dei Paesi facenti parte

dei BRICS (Brasile, Russia, Cina, India e Sudafrica).

Figura 26: Contributo produzione eolica a consumo nazionale, 2008-2012



Fonte dati Figura 26: Nostra elaborazione su dati GSE

In Tabella 23 è presente il contributo percentuale fornito dalle wind farm ai consumi elettrici per il periodo 2008-2012.

Tabella 23: Contributo percentuale eolico a fabbisogno nazionale, periodo 2008-2012

Anno	Contributo eolico %
2008	1.37
2009	1.96
2010	2.66
2011	2.84
2012	4.13

Da Tabella 23 risulta che, in cinque anni, l'eolico è passato dal contribuire per 1.37% ai consumi nazionali nel 2008 fino al 4.13% dei consumi nel 2012. L'eolico sta quindi diventando un importante player nel campo della soddisfazione del fabbisogno elettrico. Si ritiene utile però depurare quest'analisi dal fatto che i consumi nel 2012 siano stati di gran lunga inferiori a quelli avuti nel 2008. Risulta pertanto utile calcolare il contributo

del parco eolico ai consumi, mantenendo questi ultimi invariati rispetto al loro livello del 2008. Se nel 2012 i consumi fossero rimasti gli stessi del 2008, ossia pari a 353560 GWh, l'eolico vi avrebbe contribuito per il 3.93%. Questo dato rappresenta un importante aumento del contributo eolico ad alimentare il bisogno elettrico del Paese e conferma il ruolo sempre più importante che questa fonte esercita e si prepara ad esercitare in futuro. È bene ricordare che il futuro energetico del Paese si gioca grazie all'azione su tre ambiti: risparmio energetico, nuove tecnologie più efficienti ed, infine, fonti rinnovabili. Se negli anni a venire accanto ad una produzione sempre più rinnovabile, si affiancheranno minori consumi, grazie a risparmio energetico e tecnologie efficienti, risulta plausibile ipotizzare un netto miglioramento della situazione energetica italiana. Tuttavia, il cammino è appena cominciato e molte sono le problematiche che dovranno essere risolte.

A questo punto della trattazione è bene introdurre il confronto tra il contributo di eolico, solare fotovoltaico ed idroelettrico ai consumi nazionali, come svolto nel precedente capitolo. Tale analisi si rivela estremamente interessante per la possibilità che offre di confrontare in termini concreti queste tre tecnologie. In Tabella 24 si riporta il confronto tra la contribuzione delle tre fonti, sopra citate, ai consumi nazionali nel 2008 e nel 2012.

Tabella 24: Confronto contributo a consumi nazionali tra Idrico, Fotovoltaico ed Eolico nel 2008 e nel 2012

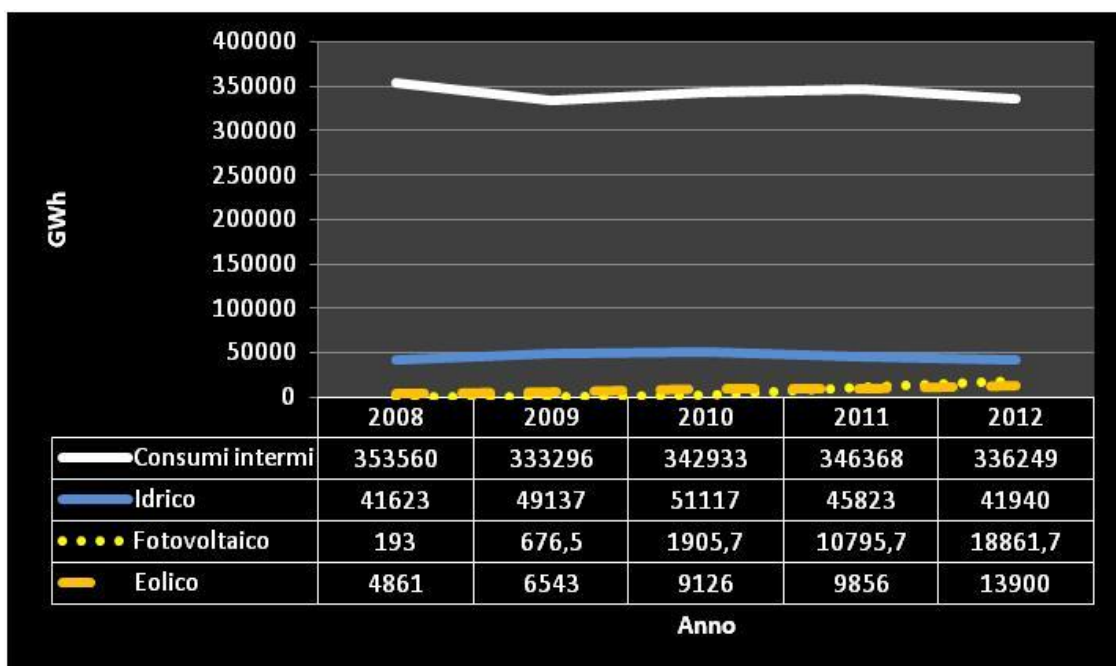
Anno	Altre fonti	Idrico	Fotovoltaico	Eolico	Totale
2008	86.8	11.78	0.05	1.37	100
2012	77.77	12.50	5.60	4.13	100

Da Tabella 24 è possibile notare che, nel 2008, la maggior parte del fabbisogno elettrico nazionale era soddisfatta per l'86.8% da altre fonti. L'idrico rappresentava l'11.78%, il fotovoltaico lo 0.05% ed infine l'eolico l'1.37%. Dopo quattro anni la situazione è profondamente mutata: le altre fonti hanno perso all'incirca dieci punti percentuali, attestandosi al 77.77%. L'idrico ha guadagnato quasi un punto, toccando il 12.50%. Ciò che desta più interesse e sorpresa è tuttavia il fatto che nel 2012 il solare fotovoltaico abbia superato l'eolico come contributo ai consumi nazionali: il solare ottiene infatti il 5.6%, mentre l'eolico raggiunge il 4.13%. Questo fenomeno è dovuto al fatto che il fotovoltaico ha sperimentato tassi di crescita di gran lunga superiori rispetto a quelli registrati dal parco eolico. È sempre bene ricordare che nella voce "Altre fonti" sono

comprese le biomasse e la geotermia. Queste ultime due fonti verranno enucleate nei prossimi capitoli. Al termine del Capitolo 6, la voce “Altre fonti” includerà solo ed esclusivamente fonti non rinnovabili, e sarà pertanto possibile avanzare ipotesi maggiormente concrete su quella che è l’effettiva contribuzione del parco rinnovabili ai consumi nostrani.

In Figura 27 è presente l’andamento dei consumi nazionali e delle tre fonti rinnovabili, finora considerate, per il periodo 2008-2012.

Figura 27: : Confronto contributo produzioni da idrico , fotovoltaico ed eolico a consumi nazionali, 2008-2012



Fonte dati Figura 27: Nostra elaborazione su dati GSE

Da Figura 27 si evince che la produzione di elettricità da idrico, dati i tassi stagnati di crescita della potenza installata, tende a rimanere ad un livello stabile. Le variazioni nella produzione sono dovute sostanzialmente alla piovosità che ha caratterizzato quel particolare anno. Per l’eolico ed il fotovoltaico, invece, la produzione continua a crescere per il fatto che i tassi di aumento della potenza installata sono molto alti. Ciò significa che, come risulta da Figura 27, le produzioni di solare fotovoltaico ed eolico tenderanno alla convergenza con la produzione da idrico. Il divario è ancora ampio. Se però sommiamo le produzioni da sole e vento, per l’anno 2012, otteniamo 32761.7 GWh. Si tratta di 9178.3 GWh in meno della produzione da idrico. La differenza è

diminuita in maniera significativa: nel 2008 la somma delle produzioni del parco impianti eolico e solare era pari a 5054 GWh. In questo caso la differenza con l'idrico era di 36569 GWh. In soli quattro anni la produzione da vento e sole è cresciuta di ben 27390.7 GWh, un dato impressionante. È facilmente ipotizzabile che, con gli attuali ritmi di crescita, il solare fotovoltaico e l'eolico nel prossimo futuro raggiungeranno la produzione da idrico e la supereranno, diventando di fatto le prime due fonti rinnovabili del Paese. Da Figura 25 si nota inoltre il sorpasso che è avvenuto nel 2011, anno in cui il solare fotovoltaico ha superato la produzione di elettricità dell'eolico. Tale divario è ulteriormente aumentato nel 2012.

Prima di passare alla trattazione dei costi derivanti dallo sfruttamento della fonte vento, è bene analizzare quale sia la distribuzione dell'eolico a livello regionale, secondo dati 2011. I parametri presi in considerazione sono: potenza installata, numerosità impianti e produzione di elettricità. Il Paese viene diviso in tre macro aree: Nord, Centro, Sud e Isole.

Il Nord Italia (Piemonte, Lombardia, Liguria, Valle d'Aosta, Veneto, T.A.A., FVG e Emilia Romagna) detiene il 10.2% degli impianti eolici, possiede l'1.3% della potenza installata e produce l'1.4% dell'energia eolica a livello nazionale. Le regioni del Centro (Toscana, Umbria, Lazio, Marche e Abruzzo) hanno nel loro territorio il 13.6% degli impianti eolici, detengono il 4.8% della potenza installata e producono il 4.1% dell'energia elettrica da eolico. Infine le regioni dell'Italia Meridionale e le Isole (Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna) hanno il 76.5% del parco eolico nazionale, sul loro territorio trova ubicazione il 93.9% della potenza installata e producono il 94.5% dell'energia eolica. Ciò significa che, a livello italiano, le regioni del Sud rappresentano il vero traino per la fonte eolica. In particolare Sicilia e Puglia sono campioni nazionali nell'eolico, con rispettivamente il 22.9% ed il 24% di produzione sul totale nazionale. La Regione Puglia si conferma un importante attore nell'eolico, così come lo è per il fotovoltaico.

Mentre le regioni del Nord sono le detentrici del maggior potenziale idrico, le regioni del Mezzogiorno sono in assoluto i player di maggior rilievo per quel che riguarda sole e vento. Nel caso dell'eolico ciò si spiega grazie alle condizioni di maggiore ventosità che caratterizzano tali regioni. In futuro i rapporti continueranno ad essere i medesimi in quanto anche l'eolico off shore presenta maggiori potenzialità di sviluppo nei mari del

Sud Italia. A conferma di ciò basti pensare che i progetti già approvati riguardano impianti off shore in Sicilia e Puglia.

Conclusa questa panoramica sulla distribuzione dello sfruttamento della fonte vento a livello regionale, il prossimo paragrafo si occuperà dei costi connessi alla tecnologia eolica.

4.3. I costi dell'eolico

L'eolico sta sperimentando in questa fase una forte crescita a livello mondiale. L'Italia non fa eccezione confermandosi uno dei principali paesi per potenza installata. Obiettivo del presente paragrafo è definire quali siano i principali costi connessi alla realizzazione di un impianto eolico e quale sia il costo di produzione di questa tecnologia in Italia. L'eolico preso in considerazione è l'on shore, mentre per l'off shore non sono disponibili dati nazionali, in quanto attualmente, non è presente alcun impianto funzionante in Italia.

L'eolico è una tecnologia ad alta intensità di capitale. L'investimento iniziale rappresenta la maggior variabile da prendere in considerazione, nel momento in cui si desidera analizzare la redditività di un progetto. Per questa tecnologia vale la regola già citata per le altre fonti rinnovabili: i costi di un progetto sono fortemente influenzati dal sito di ubicazione dell'impianto. Il costo dell'investimento iniziale può essere ricondotto alle seguenti voci: turbina eolica, costi di connessione alla rete, costi dei lavori di fondamenta e preparazione del sito di ubicazione dell'impianto e costi di progettazione. All'investimento iniziale si aggiungono i costi di esercizio dell'impianto e il costo del capitale. Saranno ora analizzate in dettaglio le voci di costo sopra enunciate.

Per l'eolico on shore il maggior costo è rappresentato dalla turbina. Con il termine turbina si intende non solo il rotore con annesse pale, bensì l'intera torre. Il costo della turbina assorbe dal 64% al 84% del costo totale di una centrale del vento. La storia recente è stata caratterizzata da un andamento altalenante del prezzo delle turbine eoliche. Dagli anni Ottanta fino al 2004 i prezzi hanno registrato un continuo calo. Successivamente, a partire dal 2004, i prezzi hanno registrato un forte aumento, dovuto essenzialmente ad un brusco rialzo dei prezzi di alcune commodity, acciaio e cemento in primis. Acciaio, cemento e rame sono materie prime fondamentali nella realizzazione delle turbine e delle fondamenta di un aerogeneratore, motivo per cui un loro aumento si

traduce in un rialzo nel prezzo finale della torre eolica. A titolo d'esempio tra il 2005 e il 2008 il prezzo dell'acciaio è triplicato. A partire dal 2009 la situazione ha visto una diminuzione costante dei prezzi delle turbine a livello mondiale. Tale inversione di tendenza è dovuta ad una serie di fattori. Anzitutto, così come per il solare fotovoltaico, a livello mondiale si registra una offerta superiore alla domanda. In secondo luogo sono apparsi numerosi produttori operanti in Paesi come Cina e India, ove il costo del lavoro è nettamente inferiore rispetto a quello sostenuto dai produttori occidentali. L'unione fra un eccesso di offerta con un numero sempre maggiore di turbine prodotte e offerte a prezzi competitivi sta causando un costante ribasso nel prezzo delle stesse. A livello mondiale esistono forti differenze tra il costo di una turbina acquistata negli Stati Uniti e una acquistata in Cina. Tali discrepanze permettono di ipotizzare una continuazione nella tendenza al ribasso nel prezzo delle turbine. È evidente che un calo nel prezzo di una componente così importante ed onerosa per la realizzazione di un impianto rappresenta una importante leva su cui agire per spingere ulteriormente la diffusione dell'eolico. I dati disponibili per l'Italia indicano che il prezzo delle turbine ha registrato un andamento altalenante negli ultimi anni. Di seguito si riportano i prezzi medi nel periodo 2006-2010, espressi in euro/kilowatt di potenza o €/KW:

- Prezzo 2006: 1027 €/KW.
- Prezzo 2007: 1367 €/KW.
- Prezzo 2008: 1285 €/KW.
- Prezzo 2009: 1290 €/KW.
- Prezzo 2010: 1200 €/KW.

Il picco di prezzo è stato raggiunto nel 2007 con 1367 €/KW. In seguito il prezzo è diminuito raggiungendo i 1200 €/KW del 2010. È evidente però che il prezzo delle turbine si trova ora ad un livello maggiore rispetto a qualche anno fa. La variazione assoluta, assumendo come anno base il 2006, è stata di un +16.84%. Allo stato attuale non è possibile affermare se e in quanto tempo si ritornerà ai valori del 2006, ciò che importa è che rispetto al 2007, anno del picco, il prezzo del 2010 è calato del 12.21%.

Altra voce di costo degna di nota è relativa ai lavori di connessione alla rete elettrica nazionale. Occorre sottolineare che sono molti i siti dotati di buona ventosità, ma molto spesso tali siti risultano essere distanti dai centri di utilizzo dell'energia elettrica prodotta. Per questo motivo i costi di connessione raggiungono livelli elevati. Nel caso

italiano poi la maggior parte del parco impianti risulta essere installato su zone collinari o montuose, il che comporta un forte aumento nei costi di realizzazione delle opere di connessione. A livello mondiale si stima che i costi di connessione rappresentino l'11% sul costo di investimento iniziale, possiamo quindi ipotizzare che nel caso italiano, date le particolarità del territorio, questa percentuale sia maggiore. Gli impianti eolici sono *tail made*, ossia fatti su misura, il che significa che il loro costo è fortemente influenzato dal sito di ubicazione dell'aerogeneratore. Questa affermazione porta a considerare un'altra voce di costo: le opere di preparazione del sito di realizzazione dell'impianto e delle opere civili ad esso connesse. Tali costi sono rappresentati essenzialmente dai lavori legati alla costruzione e preparazione delle fondamenta dell'aerogeneratore e dalla sistemazione del sito di costruzione dell'impianto. Infine occorre citare i costi relativi alla progettazione dell'impianto e alle autorizzazioni necessarie al suo funzionamento. Più che di costi, in questo caso, è necessario discutere di tempistiche. Le modalità e i tempi necessari al rilascio delle autorizzazioni rappresentano un vero e proprio punto debole per l'eolico italiano. Nonostante le importanti semplificazioni apportate al processo di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di un impianto a FER nel PAN, già ampiamente discusse nel Capitolo 1, i tempi e le incertezze permangono ancora troppo elevate. Si segnalano qui l'eccessiva discrezionalità di cui godono gli Enti Locali nel approvare o meno l'impianto e il ruolo spesso di contrasto giocato dalle Soprintendenze. Nel caso dell'eolico, data la sua alterazione del paesaggio, sono spesso le stesse comunità locali ad osteggiarne la realizzazione. Si tratta sostanzialmente di una ostilità culturale che deve essere modificata, tenendo conto dei benefici che tale tecnologia apporta ad una molteplicità di situazioni. Proprio per spingere ulteriormente la diffusione delle rinnovabili, e dell'eolico in particolare, da qualche anno a questa parte si è introdotto il concetto di esternalità. L'esternalità rappresenta un costo che non viene pagato nel momento in cui il consumatore acquista un determinato bene o servizio, ossia l'esternalità non è computata nel prezzo d'acquisto. Tuttavia viene lo stesso pagata, ma dalla comunità in generale, attraverso una modifica della situazione economica, sociale o ambientale. Si tratta di esternalità positive o negative. Nel caso delle fonti rinnovabili il computo delle esternalità negative, in un'ottica di confronto con le fonti tradizionali, permetterebbe di renderle ancora più competitive e di raggiungere con largo anticipo la *grid parity*. Per l'eolico le esternalità

negative sono veramente poche e riguardano sostanzialmente alterazione del paesaggio e rumorosità. Non ci sono particolari problematiche relative allo smantellamento di un sito, in quanto gli impianti più che smantellati, possono essere potenziati, poiché il vento è una fonte inesauribile. Il potenziamento o repowering consiste nell'ammodernamento di un impianto secondo le moderne tecnologie. Nel caso in cui, invece, si desiderasse smantellare il parco eolico i costi di rimozione di un singolo aerogeneratore variano, per l'Italia, dai 20000 ai 40000 euro. Non ci sono particolari costi di smaltimento in quanto la maggior parte delle componenti di una torre eolica sono riciclabili. Per concludere questa prima parte sui costi totali di investimento si riportano di seguito i costi medi totali di installazione di un impianto eolico in Italia nel periodo 2006-2010, espressi in euro/kilowattora o €/KW:

- Costo totale 2006: 1297 €/KW.
- Costo totale 2007: 1893 €/KW.
- Costo totale 2008: 1822 €/KW.
- Costo totale 2009: 1768 €/KW.
- Costo totale 2010: 1762 €/KW.

Rapportando i dati dei prezzi delle turbine coi costi medi totali di installazione di un aerogeneratore otteniamo una stima del peso percentuale della voce di costo “turbina eolica” sul costo totale di installazione. Per l'Italia il prezzo della turbina, nel periodo 2006-2010, oscilla in un range compreso tra il 68.10% ed il 79.18%, sul costo medio totale di installazione. Tale dato è perfettamente in linea con il range espresso a livello mondiale e riportato poc'anzi.

Dopo i costi di investimento occorre tener presente i costi di manutenzione. Tali costi sono relativi alle operazioni necessarie al mantenimento in buono stato di operatività dell'aerogeneratore. Per l'Italia al 2011 tali costi sono stimati in 33.81 €/KW annui. Questo valore si ottiene considerando gli interi costi di manutenzione di un impianto divisi per la potenza installata e per gli anni di vita utile dell'aerogeneratore. La vita utile di una torre eolica è mediamente di 20 anni.

Per quanto riguarda invece il costo di produzione dell'energia eolica, ossia il costo di un singolo KWh di produzione, il metodo comunemente utilizzato nelle ricerche e nelle statistiche, e a cui si riferiscono i dati qui riportati, è il LCOE o costo costante di produzione dell'energia. Tale metodologia è utilizzata per confrontare il costo tra varie

fonti energetiche, siano esse rinnovabili o tradizionali. LCOE tiene conto del costo del capitale, del costo totale di investimento, dei costi di manutenzione ed esercizio dell'impianto, della produzione annuale stimata, del costo del combustibile e della vita utile dell'impianto. Nel caso dell'eolico non è necessario alcun combustibile per il funzionamento di un aerogeneratore. La produzione annuale è fortemente influenzata dalle caratteristiche del sito di ubicazione del parco eolico. Occorre infatti notare che la velocità del vento è collegata da una funzione cubica rispetto all'energia prodotta: questo significa che se la velocità del vento triplica, l'energia ottenibile aumenta di ben ventisette volte. Questo particolare fa capire che vi sono grandi differenze tra parchi eolici in termini di costo dell'energia prodotta. Il tasso di sconto utilizzato per il calcolo del LCOE è del 10%. I costi di produzione al KWh, calcolati con il metodo LCOE, per l'Italia al 2010 sono compresi in un range tra 0.026 €cent/KWh e 0.186 €cent/KWh. Il range di costo è molto ampio e questo conferma, ancora una volta, come le caratteristiche del sito di ubicazione dell'impianto siano determinanti nell'influenzare il costo dell'energia prodotta. Occorre ribadire quanto detto per idroelettrico e fotovoltaico: i costi degli impianti di taglia minore sono maggiori rispetto a quelli di taglia maggiore in quanto la realizzazione su scala ridotta delle componenti di un aerogeneratore è molto costosa e non è possibile beneficiare di economie di scala. Un'ultima precisazione si rivela necessaria: il costo dell'eolico on shore è di gran lunga inferiore rispetto all'off shore. Ciò è dovuto ai maggiori costi che si sostengono nella realizzazione delle opere di connessione alla rete elettrica in ambiente marino, ai maggiori e gravosi costi di manutenzione e alla costruzione delle fondamenta del parco eolico. Dati per l'Italia non sono però disponibili in quanto non è presente alcun impianto eolico off shore in esercizio.

CAPITOLO 5

IL GEOTERMEOLETTRICO IN ITALIA

5.1 L'energia della Terra e gli impianti geotermici

Il presente capitolo è composto da un'introduzione sulla geotermia e sul funzionamento di una centrale geotermoelettrica. Successivamente sarà analizzata la situazione italiana con riguardo a potenza installata, numero di impianti e produzione da geotermoelettrico. Il periodo oggetto d'analisi è quello che va dall'anno 2000 fino all'anno 2012. Nell'ultimo paragrafo, infine, saranno affrontati i costi di tale tecnologia.

Il pianeta Terra contiene al suo interno un enorme serbatoio di energia: la tecnologia attualmente in uso per sfruttare questo potenziale è la geotermia.

La tecnologia geotermica viene utilizzata per due scopi: la generazione di elettricità e la produzione di acqua calda. Nel primo caso si tratta di impianti geotermoelettrici o ad alta entalpia, mentre nel secondo caso si tratta di impianti geotermici o a bassa entalpia. La differenza tra bassa ed alta entalpia consiste nella diversa temperatura dei fluidi geotermici. Nel caso di alta entalpia i fluidi geotermici sono caratterizzati da temperature elevate (superiori ai 150° Celsius), mentre nel caso della bassa entalpia le temperature sono inferiori. La geotermia ha una lunga tradizione in Italia: il primo impianto per la generazione di energia elettrica da fonte geotermica risale al 1913 a Larderello. Occorre però ricordare che la geotermia per applicazioni industriali era diffusa in Toscana già nell'Ottocento. L'Italia è leader assoluto nella produzione da geotermico a livello europeo ed è fra i primi Paesi a livello mondiale. Nel presente capitolo sarà trattata la geotermia a fini di produzione di energia elettrica: il geotermoelettrico. Esula dagli scopi del presente lavoro la trattazione della geotermia a fini di riscaldamento e raffreddamento.

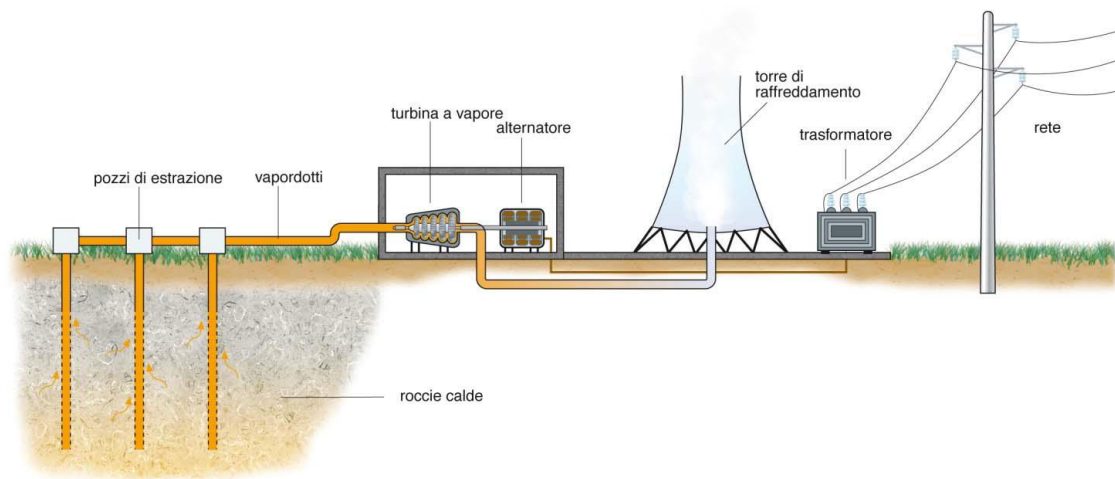
Prima di passare alla descrizione del funzionamento e delle opere di cui si compone una centrale geotermoelettrica è utile elencare i principali vantaggi e gli eventuali svantaggi insiti nell'utilizzo di tale tecnologia.

La geotermia rappresenta una fonte energetica rinnovabile da cui si può ottenere una enorme quantità di energia. Gli impianti geotermici hanno in assoluto, tra le fonti rinnovabili, il più alto numero di ore di utilizzo equivalenti. Occorre ricordare che le ore di utilizzo equivalenti sono date dal rapporto tra produzione e potenza installata. Ciò significa che gli impianti geotermici sono in funzione per un tempo maggiore rispetto alle altre tipologie di impianti. Le centrali geotermiche sono considerate a basso impatto ambientale e non inquinanti. Lo sviluppo della geotermia permette poi la creazione di posti di lavoro, la diminuzione della dipendenza dalle fonti fossili e la possibilità di applicazioni a livello industriale ed agricolo. Per quanto riguarda invece gli svantaggi si può anzitutto citare l'impatto sul paesaggio: una centrale è infatti caratterizzata da un complesso di numerosi edifici e tubature che deturpano l'aspetto dell'ambiente circostante. Ciò nonostante le moderne tecniche architettoniche permettono di trovare soluzioni a questo problema. L'ultimo svantaggio, non per importanza, è relativo ai gas che vengono liberati nell'atmosfera a seguito dello sfruttamento dei fluidi geotermici. Tali sostanze rappresentano fluidi incondensabili che pertanto, per essere smaltiti, devono essere liberati nell'ambiente circostante. Alcuni di questi fluidi sono estremamente nocivi, seppur siano già presenti in natura come prodotto di processi biologici. Il problema viene evitato grazie al costante monitoraggio effettuato nei pressi delle centrali, per verificare la concentrazione delle particelle di tali gas nell'aria. È però da segnalare il fatto che, nella maggior parte dei casi, le concentrazioni sono basse e sempre e comunque inferiori rispetto a quelle registrate nei pressi di impianti alimentati a fonti fossili. Appare quindi evidente che i vantaggi di tale tecnologia siano di gran lunga superiori agli svantaggi. Motivo questo che sta alla base del recente boom italiano di richieste per autorizzazione alla trivellazione al fine di ricercare risorse geotermiche. Conclusa questa introduzione sulla geotermia è necessario illustrare il funzionamento di un impianto geotermoelettrico e le opere di cui si compone.

Una centrale geotermoelettrica sfrutta il calore presente nel sottosuolo. A mano a mano che ci si spinge nelle profondità della Terra la temperatura aumenta di 3° ogni cento metri. Questo aumento è denominato gradiente geotermico. Le rocce calde, presenti nel sottosuolo, a contatto con l'acqua danno origine ai fluidi geotermici. Il fluido geotermico è costituito da acqua, vapore e altri gas presenti nel sottosuolo. Tale miscela è l'ingrediente base che permette, attraverso il suo sfruttamento, la generazione di

energia elettrica operata grazie ad una centrale geotermoelettrica. Come poc' anzi affermato le centrali geotermoelettriche sfruttano risorse geotermiche con temperature superiori ai 150°. In Figura 28 è visibile lo schema di funzionamento di una centrale geotermoelettrica.

Figura 28: Schema del funzionamento di una centrale geotermoelettrica



Fonte dati Figura 28: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

In Figura 28 sono ben visibili le rocce calde, ossia il bacino in cui si formano i fluidi geotermici. Le tubature verticali di colore arancione rappresentano i pozzi di estrazione. Le tubature possono prolungarsi nel sottosuolo per alcune decine fino a migliaia di metri. I fluidi geotermici così estratti vengono convogliati tramite tubature, denominate vapordotti, alla cosiddetta turbina a vapore. L'energia dei fluidi geotermici fa ruotare l'asse della turbina, creando una energia meccanica di rotazione. L'energia meccanica così ottenuta è trasferita all'alternatore, il quale la trasforma in energia elettrica. L'energia elettrica viene quindi inviata al trasformatore, il quale la eleva di tensione e la immette in rete. Dalla rete l'energia elettrica prodotta diviene fruibile per le utenze collegate. Sorge spontanea una domanda: che succede ai fluidi geotermici al termine del loro utilizzo? Da Figura 28 è ben visibile come, una volta che il fluido è stato introdotto nella turbina, una tubazione in uscita da quest'ultima convoglia la miscela geotermica verso una torre di raffreddamento. In seguito a questo raffreddamento il fluido è inviato ad un condensatore, all'interno del quale la miscela viene condensata per essere poi reiniettata nel sottosuolo. Questo procedimento permette la continua rigenerazione dei

fluidi geotermici. Parte dell'acqua fredda ottenuta serve a mantenere in funzione la torre di raffreddamento. Alcuni gas tuttavia sono incondensabili motivo per cui non possono essere ricondotti a fluido e iniettati nel bacino geotermico sottostante. Per ovviare a tale problema le sostanze incondensabili vengono liberate nell'atmosfera ed il loro livello, se eccessivo, viene diminuito grazie all'utilizzo di filtri di abbattimento. Terminata questa parte introduttiva è tempo di passare alla trattazione della situazione italiana.

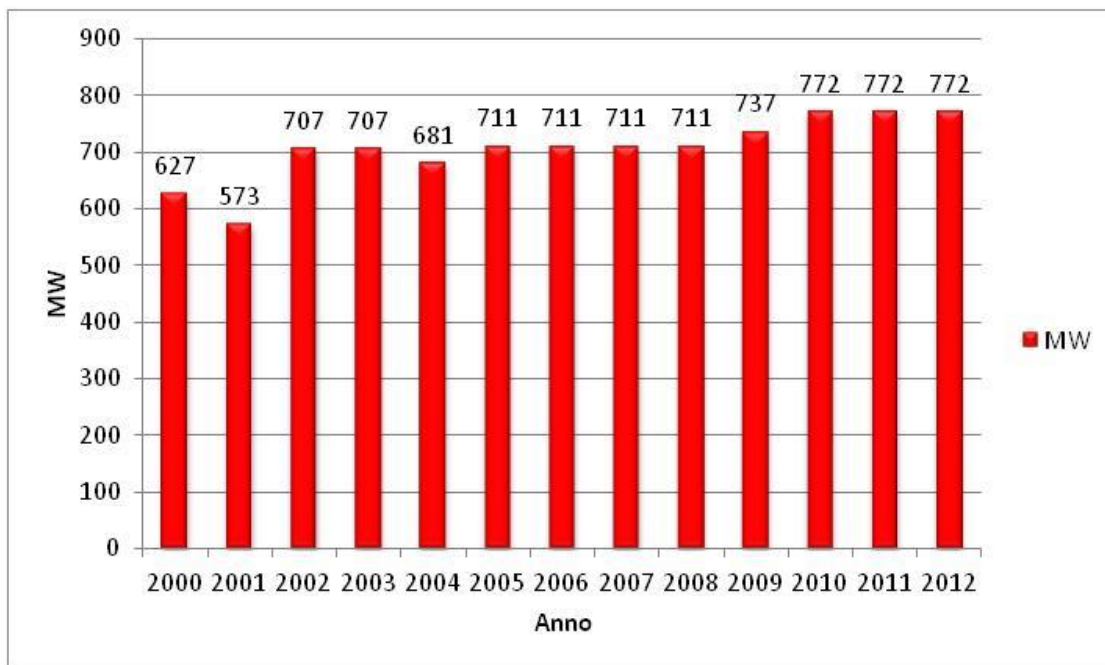
5.2 Situazione attuale del geotermoelettrico in Italia

L'obiettivo del presente paragrafo è la descrizione della situazione attuale del geotermoelettrico in Italia. Sono pertanto analizzati dati relativi alla potenza installata, alla numerosità del parco impianti e alla produzione delle centrali geotermiche. Il periodo oggetto d'analisi comprende gli anni che vanno dal 2000 fino, ove i dati sono disponibili, al 2012. Al termine del paragrafo, in linea con quanto effettuato finora, sarà confrontata la contribuzione del geotermico ai consumi nazionali rispetto al contributo delle fonti rinnovabili trattate precedentemente.

In Figura 29 è visibile l'evoluzione del parco impianti geotermoelettrico italiano con riguardo alla potenza installata. Il periodo è 2000-2012. Come si nota la situazione è caratterizzata da una sostanziale stabilità. Nell'anno 2000 si contavano 627 MW installati. La cifra cala nel 2001, scendendo a 573 MW. Dal 2002 il parco cresce sino al 2003, toccando quota 707 MW. Nel 2004 la potenza cala nuovamente, tornando a crescere nel 2005. I 711 MW del 2005 permangono invariati sino al 2009, anno in cui si toccano i 737 MW. Nel 2010 vengono installati altri 35 MW, portando la potenza complessiva ai 772 MW. Tale dato rimane invariato sino ad oggi. Si può quindi affermare che vi è stato un andamento altalenante della potenza installata nel periodo 2000-2004, con aumenti e cali che si alternavano. Dal 2005 il trend è stato crescente e caratterizzato da stabilità. Nel precedente paragrafo si riportava il boom di richieste all'autorizzazione delle trivellazioni in cerca di bacini geotermici. Ciò induce a ritenere che la potenza installata nel parco impianti italiano crescerà nei prossimi anni. Tale crescita è fortemente auspicata dagli addetti al settore, in quanto l'Italia è ritenuta essere un Paese a forte instabilità geotermica, il che si traduce in un grande potenziale di energia e siti sfruttabili. Possiamo qui riaffermare quanto detto con riguardo all'idroelettrico nel Capitolo 1: idroelettrico e geotermico furono le prime fonti

rinnovabili ad essere sfruttate in Italia, motivo per cui la loro fase attuale è caratterizzata da una certa stabilità.

Figura 29: Evoluzione della potenza installata cumulata negli impianti geotermoelettrici, 2000-2012



Fonte dati Figura 29: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

L'evoluzione della potenza installata può essere resa maggiormente comprensibile attraverso il calcolo delle crescite annue. Tale analisi è riportata in Tabella 25. Da Tabella 25 risulta evidente quanto affermato poc'anzi con riguardo a Figura 29: la situazione è stabile e numerosi sono gli anni a crescita zero. L'unico anno che registra un tasso di crescita a due cifre è il 2002 (+23.40), anche se tale anno è caratterizzato da una crescita che recupera i MW persi nel 2001, anno in cui si era registrato un calo del 8.61%. Si affermava in precedenza del gran numero degli anni a crescita zero, ed infatti su dodici anni ben sei, la metà, sono caratterizzati da nessuna nuova aggiunta di MW. La crescita media del periodo risulta essere pari al 2%, un tasso ben lontano da quelli registrati per eolico e fotovoltaico, ma superiore allo 0.75% dell'idrico. Il tasso di crescita assoluto, considerando come anno base il 2000, è pari al 23.12%. Tale tasso, registrato in dodici anni, è molto basso e risulta confermato dal fatto che ai 627 MW del 2000 se ne sono aggiunti solo 145. Considerando che nel 2011 la taglia media di un impianto geotermoelettrico risulta essere pari a 23.4 MW, questo significa che, dal 2000

al 2012, sono stati costruiti all'incirca 6 nuovi impianti.

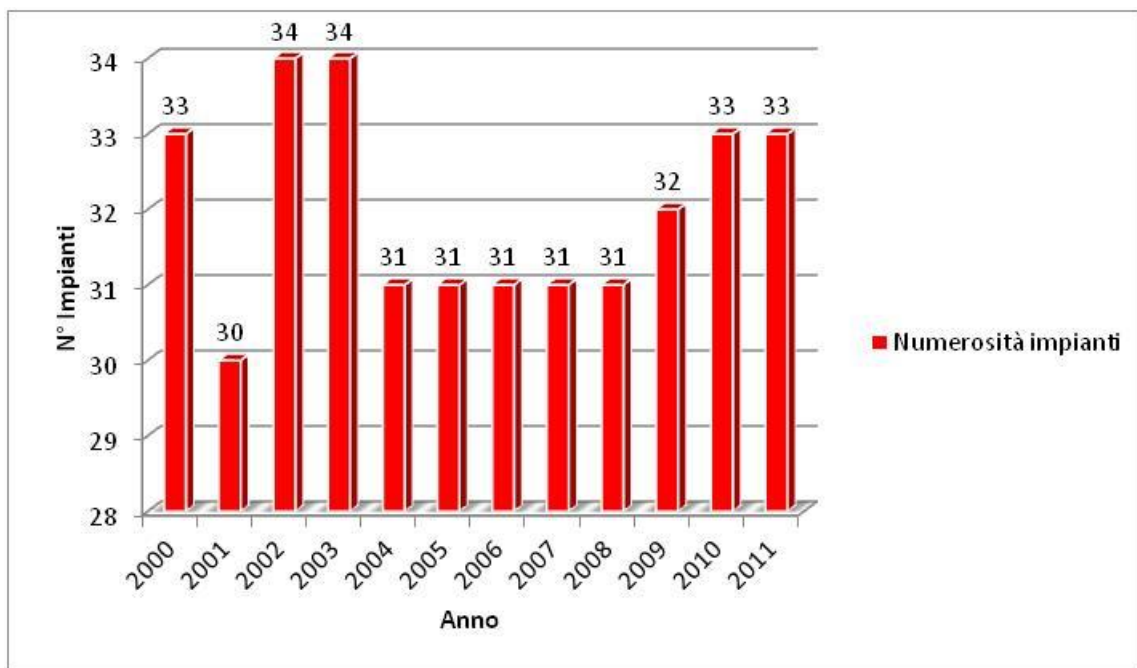
Tabella 25: Crescite annuali percentuali della potenza installata, periodo 2000-2012

Anno	Crescita annuale %
2000-2001	- 8.61
2001-2002	+ 23.40
2002-2003	-
2003-2004	- 3.68
2004-2005	+ 4.40
2005-2006	-
2006-2007	-
2007-2008	-
2008-2009	+ 3.66
2009-2010	+ 4.75
2010-2011	-
2011-2012	-

L'affermazione poc'anzi riportata può essere ulteriormente avvalorata dall'analisi dell'evoluzione del parco impianti in termini di numerosità. Tale analisi è riportata in Figura 30 ove si analizza il periodo 2000-2011. Da Figura 30 si evince che nel 2000 gli impianti geotermoelettrici in Italia erano 33. Dopo undici anni il loro numero rimane invariato. Questo trend permette di affermare che, con molta probabilità, alcuni impianti siano stati chiusi nell'arco di tempo considerato e che ne siano stati costruiti di nuovi. Nell'anno 2001 il parco impianti perde ben tre centrali, probabilmente a causa dell'impossibilità di sfruttare il relativo bacino geotermico. Nel 2002 vengono costruite quattro nuove centrali. Nel 2004 il numero scende a 31 e rimane tale fino al 2009, anno in cui viene costruito un nuovo impianto. Nel 2010 il parco impianti si dota di una nuova centrale, raggiungendo le 33 unità, presenti anche nel 2011. È possibile a questo punto riprendere quanto affermato in precedenza con riguardo all'aumento della potenza installata. Si sosteneva infatti che la crescita della potenza installata tra 2000 e 2012, consistente di 145 nuovi MW, facesse parte di un insieme di all'incirca sei nuovi impianti. In realtà non è così in quanto, come emerge dall'analisi di Figura 30, la numerosità delle centrali si presenta a saldi invariati. Ciò significa che: sono stati costruiti nuovi impianti di potenza maggiore rispetto a quelli che sono stati chiusi e che, in secondo luogo, sono state effettuate operazioni di repowering sugli impianti esistenti.

Il repowering è l'operazione mediante la quale viene ammodernato un vecchio impianto, per renderlo in linea con gli standard più recenti. L'ammodernamento può quindi, ed è questo il caso, consistere anche nel potenziamento della struttura esistente, andando di fatto a creare un impianto con maggiore potenza installata rispetto alla situazione antecedente il repowering.

Figura 30: Evoluzione del numero cumulato di impianti geotermoelettrici, 2000-2011



Fonte dati Figura 30: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Se infatti calcoliamo la dimensione media di impianto al 2000, otteniamo 19 MW, che, confrontati coi 23.4 MW del 2011, permettono di affermare come nuovi impianti più potenti e impianti potenziati abbiano di fatto assorbito la nuova potenza installata nel periodo analizzato. In Tabella 26 sono riportate le singole crescite percentuali annue per meglio evidenziare l'andamento del parco impianti nel periodo 2000-2011. Essendo la numerosità degli impianti a saldi invariati, di nessun interesse risulta il calcolo della crescita media e della crescita assoluta. Da Tabella 26 risulta evidente quanto detto con riguardo a Figura 30: il settore è caratterizzato da una situazione stabile, con pochi nuovi impianti e una maggiore incisione delle operazioni di ammodernamento delle centrali esistenti. Così come per la potenza installata, anche per la numerosità degli impianti risulta evidente che su undici anni analizzati, ben sei si presentano a crescita

zero, segnale questo che non fa che confermare le ipotesi avanzate sinora. Occorre aggiungere alle cause sopra citate, inerenti la situazione stagnante del parco impianti, anche la difficoltà nel reperire siti idonei all'installazione di centrali. Nonostante l'Italia abbia un territorio ricco di risorse geotermiche, non si può trascurare il fatto che il nostro territorio abbia una conformazione geomorfologica molto particolare, che rende ardua l'installazione di nuovi impianti. Questa difficoltà, già peraltro evidenziata a proposito delle altre fonti rinnovabili analizzate in precedenza, è presente con la stessa problematicità anche nel caso del geotermico.

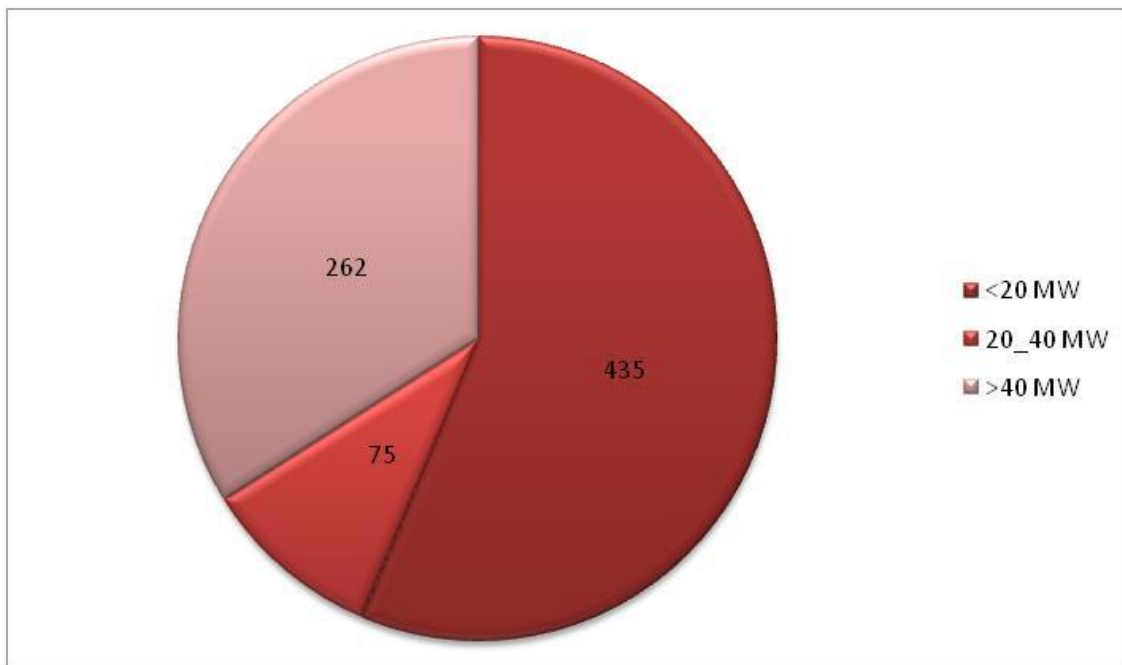
Tabella 26: Crescita percentuale annua del numero di impianti, periodo 2000-2011

Anno	Crescita annuale %
2000-2001	- 9.10
2001-2002	+ 13.33
2002-2003	-
2003-2004	- 8.82
2004-2005	-
2005-2006-	-
2006-2007	-
2007-2008	-
2008-2009	+ 3.22
2009-2010	+ 3.12
2010-2011	-

Risulta a questo punto utile analizzare la situazione del parco impianti al 2011 in termini di numerosità e potenza installata in base alle varie tipologie di taglia di impianto. Le statistiche nostrane individuano tre categorie: impianti inferiori ai 20 MW, impianti compresi tra 20 e 40 MW e centrali con potenza installata superiore ai 40 MW. In Figura 31 è riportata la situazione del parco impianti in termini di potenza installata, suddividendo in base alla taglia di impianto. Da Figura 31 si evince che la maggior parte della potenza installata è assorbita dagli impianti inferiori ai 20 MW, i quali detengono il 56.34% sul totale dei MW installati. Seguono gli impianti maggiori di 40 MW che assorbono il 33.94% della potenza installata. Infine gli impianti compresi tra 20 e 40 MW, rappresentano il 9.72% della potenza. Il parco impianti si caratterizza quindi per la presenza di impianti minori e grandi impianti, mentre gli impianti medi rappresentano la parte minoritaria, come risulta ben evidenziato grazie all'analisi della

Figura 31.

Figura 31: Situazione parco impianti in termini di potenza installata per taglia di impianto al 2011

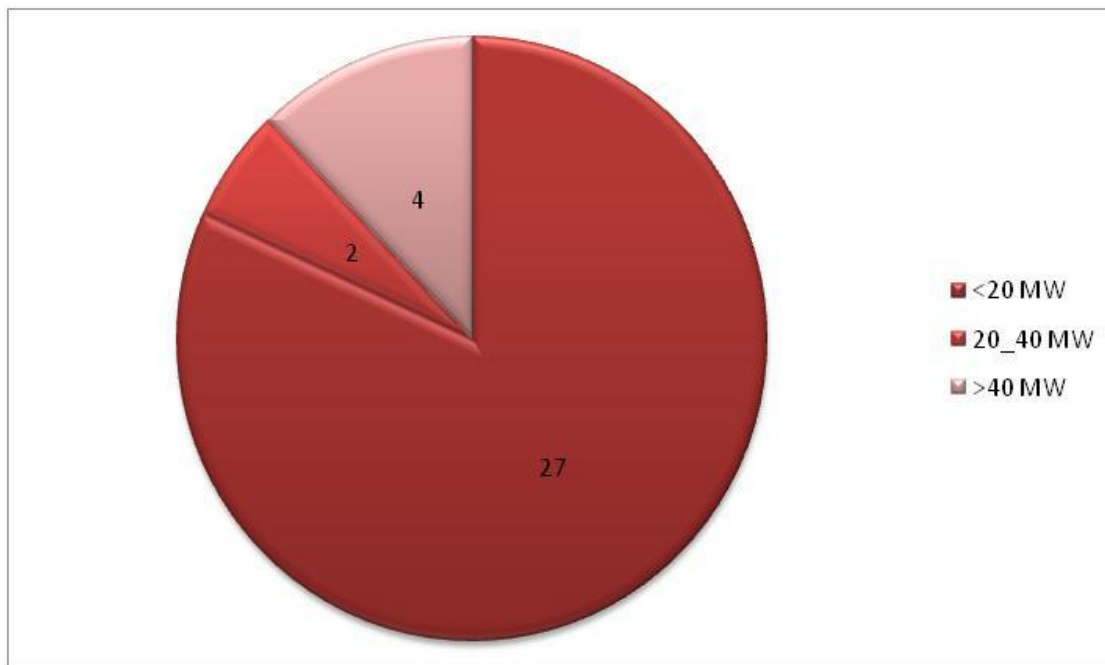


Fonte dati Figura 31: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

L'analisi può essere ulteriormente affinata introducendo l'analisi della situazione del parco impianti nel 2011 in termini di numerosità, mantenendo lo stesso criterio della taglia di impianto. La situazione è riportata in Figura 32. Da Figura 32 è visibile che gli impianti inferiori a 20 MW rappresentano la tipologia più diffusa, con ben 27 unità su un parco impianti di 33 centrali. Ciò significa una percentuale del 81.81%. Gli impianti di taglia media contano 2 unità e sono la categoria meno rappresentata con una percentuale pari al 6.06%. Infine le grandi centrali hanno 4 unità e rappresentano il 12.12% del totale. Figura 31 e Figura 32 possono essere analizzate per affermare quanto segue: gli impianti di minore potenza sono la categoria che assorbe il maggior numero di potenza installata e più diffusa sul territorio nazionale, mentre gli impianti di taglia media sono la categoria che detiene la minor quantità di MW e il minor numero di impianti sul territorio nazionale. Infine le grandi centrali possiedono una grande quantità di MW installati e hanno un ridotto numero di centrali. Risulta pertanto interessante calcolare la taglia media per ogni singola tipologia di impianto, al fine di evidenziare quanto piccola sia una centrale di minor potenza e quanto grande sia una centrale di

categoria superiore ai 40 MW.

Figura 32: Situazione parco impianti in termini di numerosità per taglia d'impianto al 2011



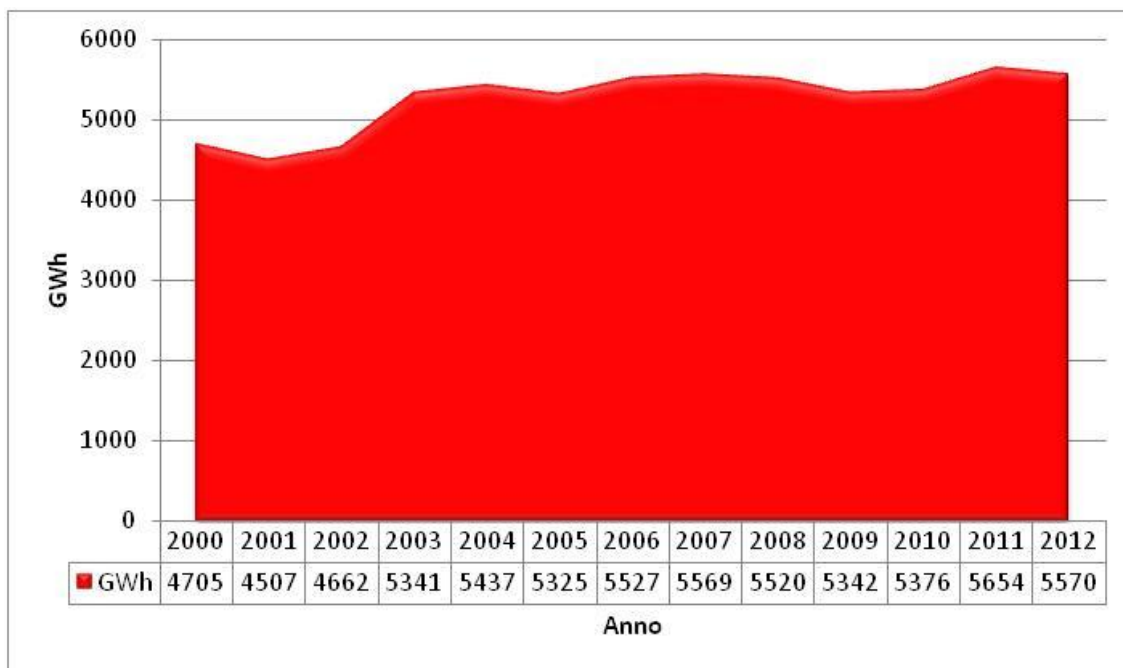
Fonte dati Figura 32: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Tale risultato si ottiene dividendo i MW assorbiti dalla singola categoria per il numero di impianti della stessa. La taglia media di un piccolo impianto risulta essere pari a 16.1 MW. Gli impianti compresi tra 20 e 40 MW in media hanno una potenza installata pari a 37.5 MW. Infine le grandi centrali geotermiche sono caratterizzate da una potenza installata media di 65.5 MW.

Dopo aver adeguatamente “fotografato” la situazione del parco impianti geotermoelettrico è bene analizzare quanto questi impianti abbiano prodotto negli ultimi anni. In Figura 33 è riportato l’andamento della produzione elettrica da geotermia nel periodo 2000-2012. Da Figura 33 si evince che l’andamento della produzione oscilla tra i 4507 GWh del 2001 (minimo valore del periodo analizzato) e i 5654 GWh del 2011 (massimo valore del periodo). La produzione ha un andamento altalenante lungo tutto il periodo oggetto di analisi. Tale trend trova giustificazione nel fatto che analogo andamento ha caratterizzato l’evoluzione della potenza installata e del numero di impianti. Occorre evidenziare che dal 2003 la produzione di energia elettrica da geotermia supera costantemente i 5300 GWh, mentre nel triennio precedente non

superava i 4705 GWh. La produzione geotermoelettrica è però una produzione sicura, in quanto gli impianti sono in funzione in modo continuo durante l'anno, come confermato dall'alto numero di ore equivalenti di utilizzazione che caratterizza questa tecnologia.

Figura 33: Produzione totale energia elettrica da geotermia in GWh, 2000-2012



Fonte dati Figura 33: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

In Tabella 27 è possibile osservare l'andamento della produzione in termini di crescita percentuali annue. Tabella 27 conferma infatti l'andamento altalenante della produzione, già sottolineato con riguardo a Figura 33. L'unico anno che presenta un tasso di crescita importante è il 2003 che registra un +14.56%. La crescita media della produzione si attesta su 1.52%. La crescita assoluta del periodo, assumendo come anno base il 2000, risulta essere pari al 18.38%. Si può quindi affermare che la produzione di elettricità da geotermia presenti un andamento altalenante ma caratterizzato da lievi oscillazioni che consentono di evidenziare un trend di stabilità. La produzione risulta essere in linea con l'andamento che ha caratterizzato l'evoluzione della potenza installata e del numero di impianti. E anche in futuro ci si aspetta una sostanziale continuità della presente situazione. Aumenti di produzione sono possibili se sarà ampliata la potenza del parco impianti attuale o se saranno costruite nuove centrali. Occorre segnalare che l'UGI (Unione Geotermica Italiana) sostiene che il potenziale geotermico italiano sia pari a

due volte e mezzo gli attuali consumi del Paese. Sono poi da tenere in considerazione anche le risorse geotermiche non convenzionali, le quali permetterebbero un' ulteriore espansione del potenziale.

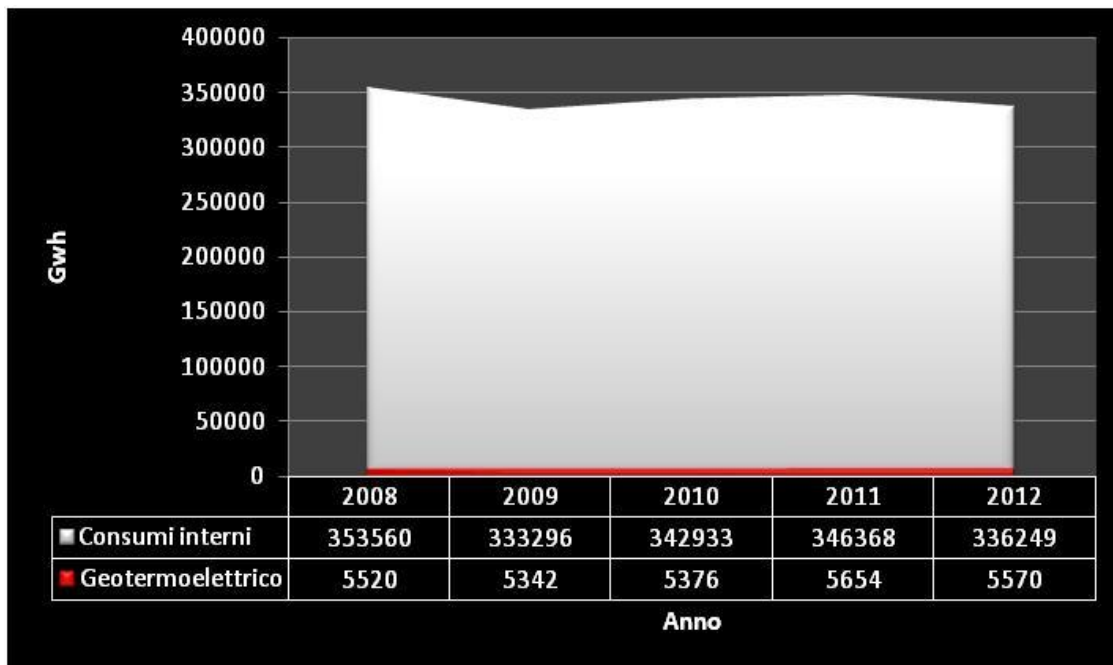
Tabella 27: Andamento annuale della produzione, in termini percentuali, periodo 2000-2012

Anno	Crescita annuale %
2000-2001	- 4.21
2001-2002	+ 3.43
2002-2003	+ 14.56
2003-2004	+ 1.79
2004-2005	- 2.06
2005-2006	+ 3.79
2006-2007	+ 0.76
2007-2008	- 0.88
2008-2009	- 3.22
2009-2010	+ 0.64
2010-2011	+ 5.17
2011-2012	- 1.48

In linea con quanto svolto finora con riguardo alle altre fonti rinnovabili, si vuole qui analizzare il contributo del geotermoelettrico ai consumi nazionali. Tale analisi è presente in Figura 34. Il periodo analizzato è 2008-2012. Da Figura 34 si evince che il contributo della geotermia ai consumi elettrici nazionali si è mantenuto sostanzialmente stabile lungo tutto il quadriennio analizzato. Il periodo 2008-2012 è stato caratterizzato da un andamento calante nei consumi nazionali. Tale andamento ha fatto sì che il contributo degli impianti geotermoelettrici sia, in percentuale, aumentato anche se in realtà la situazione è stabile. Occorre, ancora una volta, ribadire che la politica energetica tracciata dall'Unione Europea prevede di ridurre i consumi grazie a forme di risparmio energetico e all'introduzione di nuove tecnologie più efficienti. Essendo questi gli obiettivi da raggiungere nel prossimo futuro è facilmente prevedibile una ulteriore espansione del contributo della geotermia al fabbisogno elettrico italiano. Essendo poi il geotermoelettrico una forma energetica sicura si può dedurre che non vi saranno particolari incognite sul futuro di questa tecnologia. Ciò induce a ritenere che, nonostante la situazione stabile e quasi stagnante del parco geotermico italiano, nel prossimo futuro ci sarà un ulteriore sviluppo grazie anche alle nuove applicazioni

possibili.

Figura 34: Contributo produzione geotermoelettrica a consumo nazionale, 2008-2012



Fonte dati Figura 34: Nostra elaborazione su dati GSE

Risulta interessante osservare quale sia stata l'evoluzione del contributo percentuale del geotermoelettrico al fabbisogno elettrico nazionale. Tale analisi è presente in Tabella 28.

Tabella 28: Contributo percentuale geotermoelettrico a consumi nazionali, 2008-2012

Anno	Contributo geotermoelettrico %
2008	1.56
2009	1.60
2010	1.57
2011	1.63
2012	1.66

Da Tabella 28 si evince che il contributo del geotermoelettrico è oscillato tra l'1.56% del 2008 e l'1.66% del 2012. Si tratta di un contributo che presenta la già citata stabilità. Si rivela poi essere un contributo di modesta entità. La fonte geotermica è caratterizzata da una lunga storia nel contesto italiano, tuttavia il suo contributo è marginale al soddisfacimento del fabbisogno elettrico nazionale. Ciò non toglie che, visto il

potenziale di questa tecnologia e i suoi innumerevoli vantaggi, sia auspicabile un suo potenziamento in futuro. A questo punto della trattazione è bene porre a confronto i contributi di idrico, solare fotovoltaico, eolico e geotermoelettrico ai consumi nazionali, come svolto nei capitoli precedenti. In Tabella 29 è presente tale confronto, analizzando la situazione nel 2008 e nel 2012.

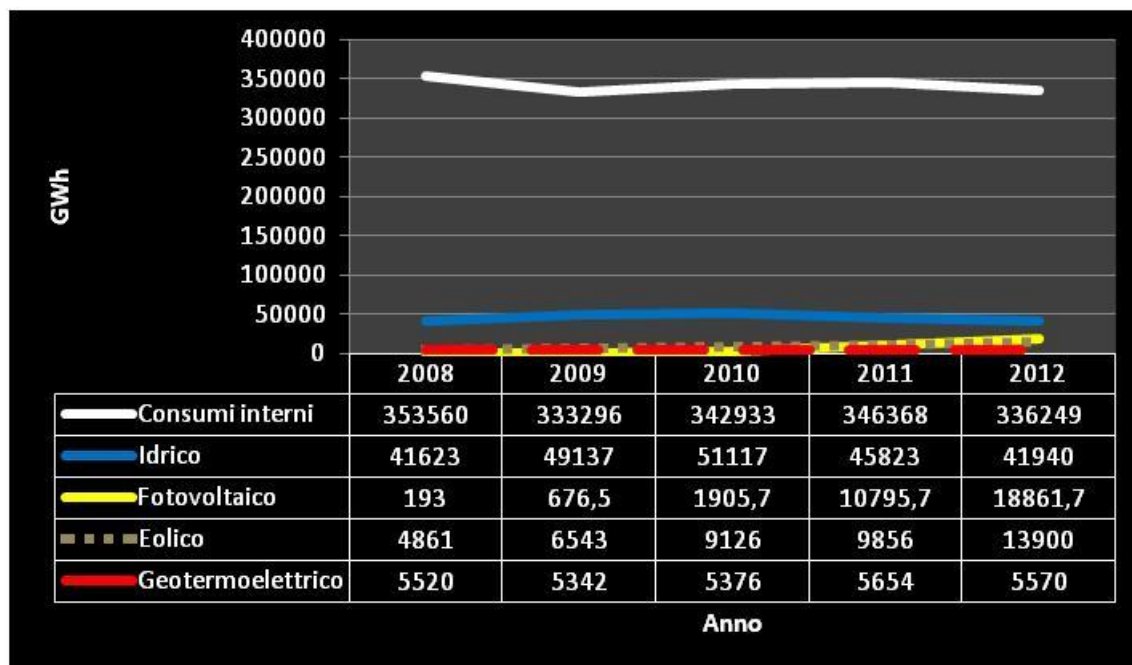
Tabella 29: Confronto contributo Idrico, Solare, Eolico e Geotermico a consumi nazionali, 2008 e 2012

Anno	Altre fonti	Idrico	Fotovoltaico	Eolico	Geotermia	Totale
2008	85.24	11.78	0.05	1.37	1.56	100
2012	76.11	12.50	5.60	4.13	1.66	100

Da Tabella 29 si evince che al 2008 la geotermia rappresentava, tra le fonti considerate, la seconda energia rinnovabile nel contesto nazionale, con un contributo ben trenta volte maggiore rispetto al fotovoltaico. Nell'arco di un quadriennio la situazione è profondamente mutata: la geotermia è passata dalla seconda posizione alla quarta. Nel 2012 il contributo del solare fotovoltaico presenta un valore quasi triplo rispetto alla geotermia. Nel periodo analizzato infatti il contributo delle centrali geotermoelettriche registra un modesto + 0.10%, passando dall'1.56% del 2008 al 1.66% del 2012. Si può quindi affermare che la soddisfazione del fabbisogno elettrico nazionale mediante fonti rinnovabili sia aumentata grazie al solare fotovoltaico e all'eolico, in linea con quanto ipotizzato nei precedenti capitoli. Occorre poi ricordare che all'interno della voce "Altre fonti" sono ancora comprese le biomasse, le quali saranno enucleate nel prossimo capitolo, laddove sarà finalmente possibile affermare con certezza chi abbia realmente contribuito a rendere maggiormente rinnovabile la produzione italiana negli ultimi anni. In Figura 35 è presente l'andamento delle produzioni da idrico, fotovoltaico, eolico e geotermico in relazione ai consumi nazionali nel periodo 2008-2012. Tale analisi si rivela fondamentale per evidenziare il trend che ha caratterizzato negli ultimi anni le quattro fonti rinnovabili sopra citate. Da Figura 35 risulta evidente la crescita nelle produzioni da eolico e fotovoltaico, fonti che nel prossimo futuro convergeranno verso i valori della produzione da idrico e, con molta probabilità, potrebbero sorpassarla. Per quel che riguarda invece il geotermoelettrico si nota con evidenza che la produzione è stabile e risulta evidente che nel 2009 vi è stato il sorpasso della produzione da eolico sulla produzione geotermica. Il solare fotovoltaico invece supera la produzione

geotermica soltanto nel 2011.

Figura 35: Confronto contributo produzioni da idrico, solare, eolico e geotermico a consumi nazionali, 2008-2012



Fonte dati Figura 35: Nostra elaborazione su dati GSE

È possibile quindi suddividere le quattro fonti rinnovabili analizzate sinora in due distinti gruppi: il primo contenente le fonti considerate come mature e caratterizzate da un trend stabile di evoluzione nel tempo, e il secondo al cui interno si collocano le fonti caratterizzate da un trend di forte espansione. Orbene, all'interno del primo gruppo denominato Fonti Mature possono essere collocati l'idroelettrico e il geotermoelettrico. Nel secondo gruppo denominato Fonti Nuove si possono, a ragion veduta, collocare il solare fotovoltaico e l'eolico. Nel prossimo capitolo troveranno collocazione le biomasse.

Prima di passare all'analisi dei costi della geotermia è utile riportare la distribuzione regionale del parco geotermoelettrico italiano. Tale compito si rivela estremamente semplice in quanto l'intero parco è concentrato in una sola regione: la Toscana. La Toscana detiene infatti la totalità della potenza installata e degli impianti ed è ad essa riconducibile l'intera produzione nazionale da geotermia. Le notizie più recenti ed aggiornate indicano nell'Umbria una regione candidata ad ospitare futuri impianti geotermoelettrici, tuttavia studi e ricerche sono ancora in corso e poco allo stato attuale

si può affermare.

Terminata l'analisi della situazione italiana per la geotermia è tempo di passare all'analisi dei costi di tale fonte rinnovabile.

5.3 I costi del geotermoelettrico

Il geotermoelettrico è una tecnologia matura, capace di fornire energia elettrica a basso costo nei siti di produzione che presentano buone risorse geotermiche. Il maggior costo da tenere in considerazione allorché si studia la fattibilità di un progetto di geotermia è rappresentato dai costi degli investimenti necessari alla realizzazione della centrale. I costi d'esercizio dell'impianto sono invece generalmente bassi e facilmente prevedibili. Ciò che costituisce un fondamentale ostacolo alla diffusione su larga scala dello sfruttamento di questa fonte rinnovabile è dovuto ai lunghi tempi necessari all'accertamento della presenza di buoni bacini geotermici nel sottosuolo. Tale attività è caratterizzata da tempi molto lunghi ed è molto costosa. Una volta verificata la presenza di bacini geotermici sfruttabili, il passo successivo consiste nelle trivellazioni per confermare le ipotesi avanzate nel processo esplorativo e per verificare l'effettiva entità del bacino geotermico. Queste operazioni richiedono lunghe tempistiche e hanno alti costi. Sono poi da tenere in considerazione i costi necessari alla realizzazione della centrale, dotata di tutte le strutture necessarie al suo funzionamento. Un costo importante è rappresentato dai pozzi di reiniezione. Sappiamo infatti che gli impianti geotermici permettono di ricondensare i fluidi geotermici utilizzati e di reiniettarli nel bacino geotermico sottostante. Infine, per quanto riguarda i costi connessi all'investimento iniziale occorre ricordare i costi di sviluppo del progetto e di realizzazione delle opere di connessione alla rete elettrica. Nel caso italiano le opere di connessione alla rete rappresentano una voce di costo significativa: il territorio della penisola italiana è caratterizzato da una particolare conformazione geomorfologica che fa sì che i siti di ubicazione degli impianti necessitino frequentemente di opere di sistemazione e di costose infrastrutture di connessione alla rete. Nel caso poi degli impianti geotermoelettrici, noti per la loro vasta estensione territoriale, le infrastrutture necessarie al funzionamento della centrale devono essere realizzate in un'ottica *tail made*, ossia su misura, il che comporta un aumento del costo. I costi totali di costruzione di un impianto sono oggi più alti rispetto a qualche anno fa: ciò è dovuto

all'innalzamento dei prezzi di alcune commodity, necessarie alla realizzazione delle strutture e componenti di una centrale, e al forte rialzo che si è avuto nei costi di progettazione ingegneristica. Il range di costo dell'investimento iniziale, nel caso della costruzione di un impianto nuovo, varia dai 1468 €/KW fino ai 2936 €/KW. Si tratta di un intervallo piuttosto ampio, dovuto sostanzialmente al fatto che ogni impianto viene realizzato su misura per il sito in cui dovrà essere ubicato. Ogni sito è diverso dall'altro, e questo comporta la difficoltà nel prevedere talune voci di costo. Si può quindi affermare che ogni impianto ed il relativo costo sono fortemente legati al sito di ubicazione. Ciò non deve però indurre a ritenere il geotermoelettrico come una fonte non competitiva, anzi il potenziale italiano è notevole. La penisola italiana è caratterizzata da una ricchezza di risorse geotermiche, le quali aumentano ancora di più se si prendono in considerazione anche le risorse geotermiche non convenzionali (rocce calde secche, sistemi a fluidi supercritici e sistemi magmatici). Occorre però ricordare che in questo capitolo si affronta il geotermoelettrico ossia la geotermia utilizzata per produrre elettricità. Tale forma di sfruttamento dei fluidi geotermici richiede temperature più elevate rispetto alla geotermia per riscaldamento e raffreddamento. Si tratta cioè di risorse esigue rispetto al potenziale geotermico generale. Tali risorse sono prevalentemente concentrate nel settore occidentale dell'Italia. La maggior parte del potenziale italiano risiede quindi nella geotermia a bassa entalpia. Motivo per cui negli ultimi anni, come si è potuto notare nel precedente paragrafo, il parco impianti geotermoelettrico si è presentato con una situazione piuttosto stagnante, pochi i nuovi impianti e più frequenti le operazioni di repowering. Il repowering che, come si è detto in precedenza, consiste nel potenziamento e ammodernamento degli impianti esistenti, rappresenta un'alternativa maggiormente economica rispetto alla costruzione di un nuovo impianto. In questo caso infatti il costo medio di un intervento di repowering si attesta sui 1159 €/KW.

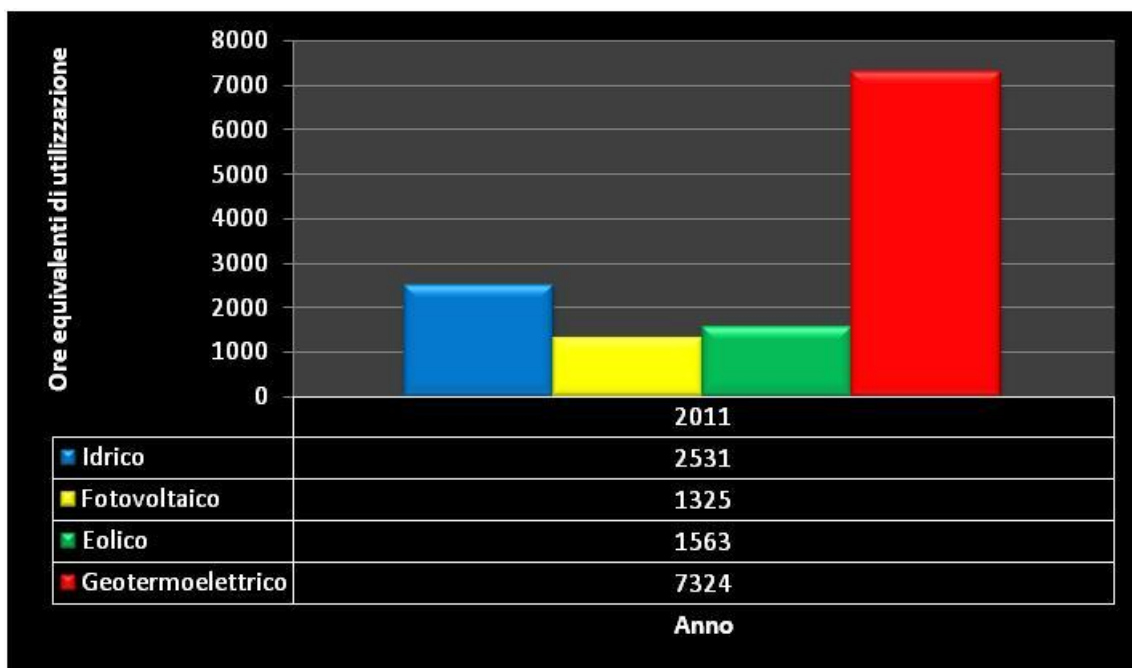
Per quanto riguarda invece il costo di produzione di un impianto geotermoelettrico il metodo di valutazione comunemente utilizzato è il costo di produzione costante di energia o LCOE. LCOE tiene conto dei costi di costruzione dell'impianto, dei costi di manutenzione ed esercizio, del costo del capitale e del tempo di vita utile della centrale. I costi di investimento iniziale o di costruzione sono già stati affrontati poc'anzi. I costi di manutenzione ed esercizio, al 2012, sono quantificabili all'incirca in 77 €/KW/annui.

LCOE comunemente utilizzato nelle statistiche utilizza un tasso di costo del capitale pari al 10%. Il tempo di vita utile di una centrale è solitamente di 25 anni (UGI, Unione Geotermica Italiana). Allorquando si analizza la fattibilità economica di una centrale ci si scontra con una importante incognita: la qualità delle risorse geotermiche. E' facile infatti che, nel corso degli anni di esercizio di una centrale, vi sia un decadimento di qualità e disponibilità dei fluidi geotermici, il che influisce negativamente sulla analisi di redditività di un progetto e sul costo del finanziamento dello stesso. Questo rischio è però gestibile nei Paesi in cui le istituzioni finanziarie hanno una certa esperienza e conoscenza del settore, e l'Italia rientra tra questi, in quanto il settore geotermico è un settore maturo. Nonostante le difficoltà citate vi è però un punto di forza che distingue il geotermoelettrico da tutte le altre fonti rinnovabili: le ore equivalenti di utilizzazione. In Figura 36 si riportano le ore equivalenti di utilizzazione per tutte le fonti rinnovabili finora analizzate, secondo dati 2011. Nel precedente paragrafo si è detto infatti che tali impianti presentano il maggior numero di ore equivalenti di utilizzazione tra tutte le fonti rinnovabili. Questo significa che un impianto geotermoelettrico è in esercizio per più tempo durante l'anno e produce quindi più energia. Ciò si traduce nella possibilità di "spalmare" i costi collegati alla valutazione del progetto su un monte ore maggiore, rendendo di fatto tale tecnologia competitiva e con costi di generazione bassi. LCOE per il geotermoelettrico individua infatti un range che va dai 0.07 €cent/KWh fino ai 0.11 €cent/KWh.

Il settore geotermoelettrico necessita però di nuovi investimenti per essere rilanciato ed ulteriormente sviluppato. Non operando alcuna distinzione tra geotermia a bassa od alta entalpia la già citata UGI ha stimato infatti in 400 milioni di euro i nuovi investimenti necessari al settore. Tali investimenti potenziando il parco geotermico italiano porterebbero, sempre secondo l'analisi effettuata dall'Unione Geotermica Italiana, risparmi nella bolletta elettrica per i cittadini quantificabili in 10 miliardi di euro. Senza aggiungere poi le importanti ricadute che un ulteriore potenziamento di questa tecnologia avrebbe sull'occupazione e sulla riduzione di emissioni di gas serra. Allo stato attuale tuttavia non è possibile affermare quali siano le intenzioni del Governo in merito al geotermoelettrico. Si può tuttavia sottolineare che il geotermico a bassa entalpia sta avendo un forte sviluppo grazie alla sua possibilità di adattarsi alla micro generazione diffusa. Per quanto riguarda invece il geotermico ad alta entalpia, oggetto

di studio del presente capitolo, esso si presenta come un'alternativa costosa per il singolo utente e, a causa delle tubazioni profonde richieste per trovare fluidi geotermici ad alta temperatura, risulta essere un'opzione economicamente esercitabile da grandi enti o consorzi.

Figura 36: Ore equivalenti di utilizzazione per idrico, solare, eolico e geotermoelettrico nel 2011



Fonte dati Figura 36: Nostra elaborazione su dati GSE

CAPITOLO 6

LE BIOENERGIE IN ITALIA

6.1 Le bioenergie e le centrali a biomasse

Il presente capitolo si occupa dell'ultima fonte rinnovabile utilizzata in Italia per la produzione di energia elettrica: le bioenergie. Nel primo paragrafo sarà descritto cosa si intende per bioenergie e come funziona un impianto da esse alimentato. Successivamente sarà analizzata la situazione italiana in termini di numerosità del parco impianti bioenergetico, della potenza installata e della produzione. Il periodo preso in considerazione parte dall'anno 2000 e giunge, ove sono disponibili dati, all'anno 2012. I costi di tale tecnologia saranno oggetto di trattazione nell'ultimo paragrafo.

Le bioenergie rappresentano un insieme di materiali incredibilmente vasto: comunemente vengono denominate anche biomasse, pertanto nel corso del capitolo i termini biomasse e bioenergie saranno utilizzati in modo indifferenziato. Le biomasse sono costituite da materia biodegradabile la quale può provenire da prodotti, da rifiuti e residui dell'industria agricola, della pesca, della silvicoltura e da rifiuti urbani o industriali. Le bioenergie includono quattro tipi di materiali: biomasse solide, rifiuti solidi urbani, biogas e bioliquidi. Le biomasse solide sono costituite da legname, cippato, paglia e altri materiali. I rifiuti solidi urbani rappresentano la frazione biodegradabile dei rifiuti. I biogas sono costituiti dai gas che originano dalla fermentazione dei prodotti vegetali ed animali presenti nelle discariche controllate. Infine i bioliquidi rappresentano biomasse convertite a stato liquido. Le biomasse possono essere utilizzate per generare calore, elettricità o entrambe. Nel presente capitolo ci si occupa esclusivamente delle bioenergie per generazione elettrica.

Lo sfruttamento delle bioenergie ha una lunga tradizione alle spalle, e possiamo definirla come la forma più antica di produzione energetica adoperata dall'uomo. La legna da ardere rappresenta infatti la più antica forma di generazione di calore, il suo utilizzo affonda le radici nella Preistoria e continua ai giorni nostri. Le biomasse

vennero soppiantate dal carbone e dalle altre fonti fossili nell'Ottocento e la loro riscoperta si deve ai problemi emergenti legati all'utilizzo delle fonti fossili. Prima di passare ad analizzare il funzionamento di una centrale a biomasse, è bene elencare i vantaggi e gli svantaggi connessi al loro sfruttamento.

Anzitutto le bioenergie rappresentano una fonte energetica rinnovabile con l'evidente vantaggio della disponibilità di materia prima pressoché ovunque. La produzione di energia elettrica da biomasse non aumenta nel lungo termine il livello di concentrazione di anidride carbonica, in quanto l'anidride carbonica che si libera dall'utilizzo della biomassa fa parte del ciclo naturale del carbonio. Lo sfruttamento delle bioenergie permette poi di risolvere due problemi presenti in altre fonti rinnovabili come solare ed eolico: lo stoccaggio di energia potenziale e l'intermittenza nella produzione. Un impianto a biomassa funziona sostanzialmente come una centrale termoelettrica alimentata da fonti fossili, garantendo quindi la possibilità di accumulare energia potenziale in forma di depositi di materiale. Per quanto riguarda invece la risoluzione dell'intermittenza nella produzione di energia, occorre sottolineare che la possibilità di accumulo di biomassa permette la continuità nella generazione energetica.

Gli svantaggi connessi al loro utilizzo sono essenzialmente tre. In primo luogo alcune biomasse, appositamente coltivate a scopi energetici, rischiano di sottrarre terreni all'agricoltura. Tale problema può essere risolto mediante l'utilizzo di terreni agricoli abbandonati. In secondo luogo i materiali classificati come bioenergie hanno un potere calorifico inferiore alle tradizionali fonti fossili e un forte tasso di umidità residua, il che rende necessario un loro ulteriore trattamento. Infine, se si utilizzano biomasse legnose, l'abbattimento delle foreste può ridurre la capacità del sistema naturale di assorbire anidride carbonica, ma questa problematica viene evitata con la messa in atto di apposite politiche forestali.

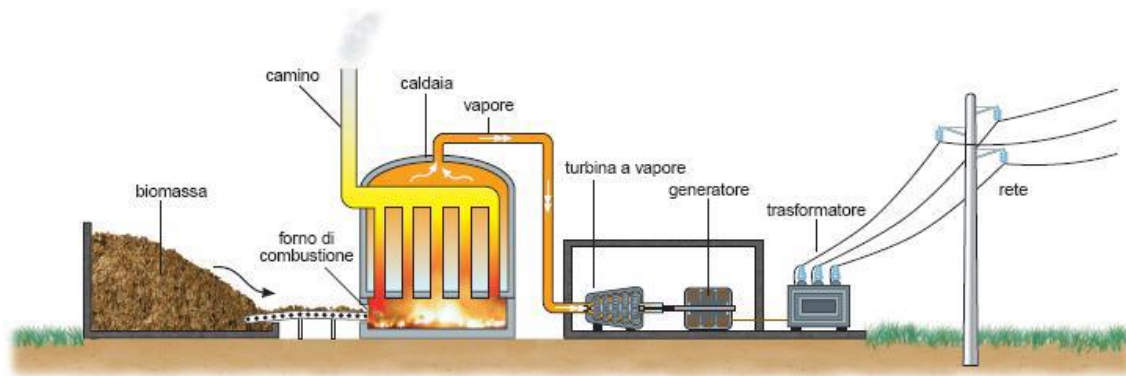
Se andiamo a confrontare vantaggi e svantaggi, notiamo quindi che i vantaggi portano a ritenere lo sfruttamento delle biomasse senz'altro fattibile e conveniente.

È tempo ora di illustrare il funzionamento di un impianto alimentato a biomasse e di un impianto alimentato a biogas.

In Figura 37 è presente l'illustrazione del funzionamento e delle opere di cui è composto un impianto alimentato a biomasse. La biomassa viene accumulata in un deposito e da qui trasportata al forno di combustione, laddove viene bruciata. Grazie alla presenza

della caldaia il vapore prodotto dalla combustione viene convogliato verso una turbina a vapore. Il vapore a contatto con la turbina genera un'energia meccanica di rotazione dell'asse della turbina. Tale energia meccanica è trasferita al generatore, il quale trasforma l'energia meccanica in energia elettrica. Successivamente l'energia elettrica è convogliata al trasformatore che la eleva di tensione e la immette in rete.

Figura 37: Schema del funzionamento di una centrale alimentata a biomasse

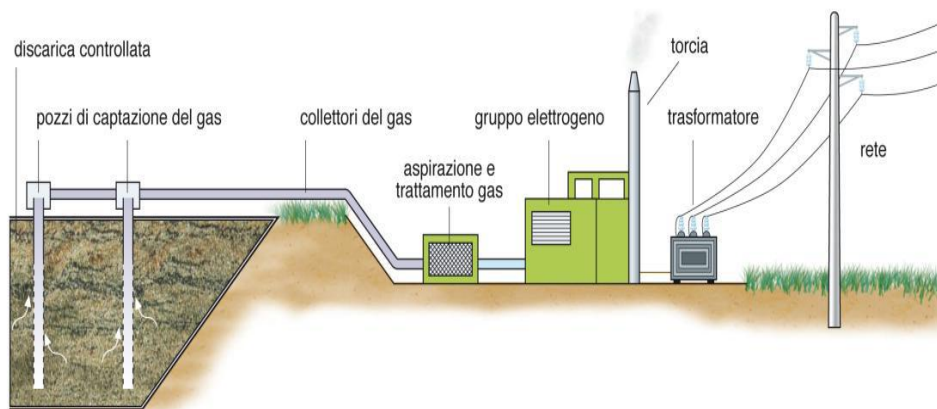


Fonte dati Figura 37: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Poc'anzi si accennava alle quattro forme di biomassa. Orbene lo schema illustrato in Figura 37 illustra il funzionamento del tipico impianto che sfrutta tre delle quattro forme citate: biomasse solide, rifiuti solidi urbani e bioliquidi. Lo sfruttamento del biogas prevede invece una diversa tipologia di centrale, illustrata in Figura 38. Il biogas è composto di metano ed anidride carbonica e si origina, come detto in precedenza, dalla fermentazione anaerobica di sostanze animali e vegetali. In Figura 38 sono ben visibili le strutture di estrazione del biogas rappresentate dai pozzi di captazione del gas. I pozzi si insinuano all'interno della discarica, dove è in corso la fermentazione. Il gas estratto è successivamente condotto al sistema di aspirazione e trattamento del gas, grazie alle tubature denominate collettori del gas, per poi essere inviato al gruppo elettrogeno. All'interno del gruppo elettrogeno avviene la trasformazione dell'energia termica contenuta nel biogas in energia elettrica. Gli eventuali biogas non combusti vengono bruciati dalla torcia. A questo punto l'energia elettrica prodotta viene convogliata al trasformatore, il quale ne eleva la tensione e la immette in rete per renderla fruibile dalle varie utenze collegate. Il biogas rappresenta una forma incredibilmente calorifica, ossia

a grande densità energetica, in quanto risulta essere composta per la metà da metano.

Figura 38: Schema del funzionamento di una centrale alimentata a biogas



Fonte dati Figura 38: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Terminato questo paragrafo introduttivo passiamo alla trattazione della situazione italiana.

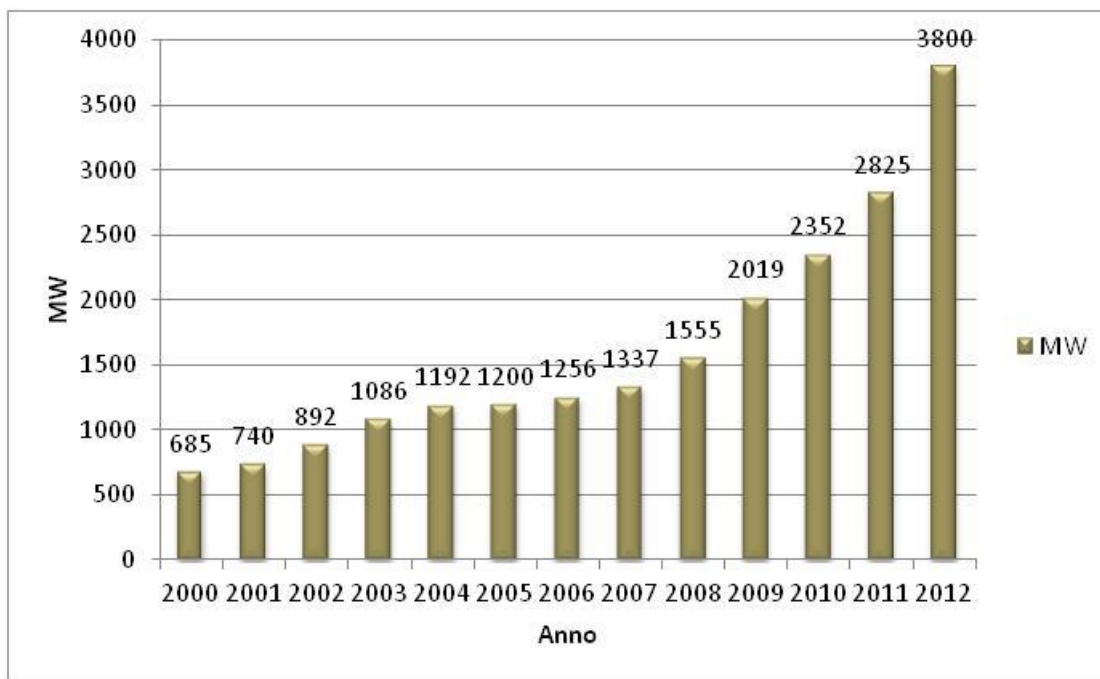
6.2 Situazione attuale delle biomasse in Italia

Compito del presente paragrafo è analizzare la situazione delle bioenergie in Italia. Saranno pertanto analizzati dati riguardanti l'evoluzione della potenza installata nelle centrali a biomasse, la numerosità del parco impianti e la produzione di elettricità. Il periodo preso in considerazione inizia dall'anno 2000 e termina, ove possibile, nell'anno 2012. Al termine del paragrafo sarà effettuato il confronto definitivo del contributo ai consumi nazionali di tutte le fonti rinnovabili trattate nel presente lavoro.

In Figura 32 è visibile l'evoluzione della potenza installata nelle centrali a biomasse italiane nel periodo 2000-2012. Nel 2000 la potenza installata era pari a 685 MW. Nel 2012 si contano 3800 MW. Si tratta di una crescita significativa. Assumendo come anno base il 2000 la crescita assoluta è pari al 455%, un tasso incredibile. Occorre però notare che la maggior parte della potenza installata è stata aggiunta nel periodo 2008-2012. Dal 2000 al 2012 infatti sono stati aggiunti 3115 nuovi MW, di cui 2463 nel periodo 2008-2012. Gli anni che vanno dal 2000 al 2006 hanno invece registrato una crescita più

debole. In Figura 39 è chiaramente visibile il cambio di ritmo nella crescita della potenza che si ha a partire dall'anno 2008.

Figura 39: Evoluzione della potenza installata cumulata negli impianti a biomasse, 2000-2012



Fonte dati Figura 39: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Al fine di meglio evidenziare il trend poc'anzi descritto risulta utile calcolare le singole crescite percentuali annue. Tale analisi è svolta in Tabella 30. Da Tabella 30 si evince che il 2012 è stato l'anno che ha sperimentato la maggior crescita del periodo (+ 34.51%). Il 2005, al contrario, ha registrato il più basso tasso pari allo 0.67%. Ad accezione del biennio 2002-2003, il periodo 2000-2007 registra tassi di crescita contenuti rispetto a quelli che caratterizzano il periodo 2008-2012. È proprio in quest'ultimo quinquennio che il trend evolutivo della potenza installata registra una forte crescita. Questo andamento induce a ritenere che in futuro i tassi di crescita delle biomasse in Italia saranno di considerevole entità. Il periodo 2008-2012 è caratterizzato dalla crisi economica, e ciò nonostante il parco bioenergetico continua a crescere, indice questo che le biomasse sono una fonte rinnovabile su cui il Paese punta molto. La crescita media del periodo analizzato risulta essere pari al 15.76%, un tasso davvero imponente, che conferma la centralità delle bioenergie nel panorama rinnovabile

italiano. Da questa iniziale analisi si può affermare che il settore delle biomasse presenta una interessante dinamicità.

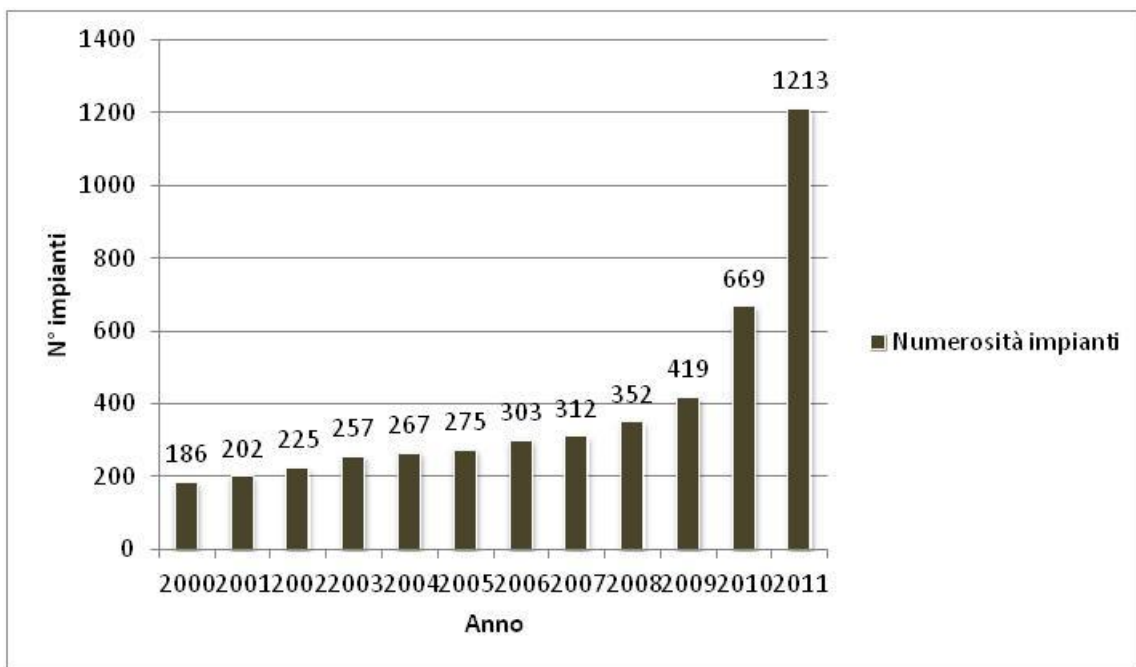
Tabella 30: Crescite annuali percentuali della potenza installata, 2000-2012

Anno	Crescita annuale %
2000-2001	+ 8.03
2001-2002	+ 20.54
2002-2003	+ 21.57
2003-2004	+ 9.76
2004-2005	+ 0.67
2005-2006	+ 4.66
2006-2007	+ 6.45
2007-2008	+ 16.30
2008-2009	+ 29.84
2009-2010	+ 16.50
2010-2011	+ 20.11
2011-2012	+ 34.51

Risulta utile osservare il trend evolutivo che ha interessato la numerosità del parco impianti bioenergetico. Tale analisi è presente in Figura 40. In Figura 40 è riportata l'evoluzione della numerosità del parco impianti a biomasse nel periodo 2000-2011. Da Figura 40 si evince che la situazione di partenza nell'anno 2000 vedeva la presenza di 186 impianti. Nel 2012 il numero delle centrali ha raggiunto le 1213 unità. Assumendo come anno base il 2000 si tratta di una crescita assoluta pari al 552%. Si tratta di un tasso superiore a quello registrato per la potenza installata. Ciò significa che nel periodo 2000-2012 la taglia media di impianto è diminuita. Nel 2000 un impianto alimentato a biomasse aveva in media una potenza installata pari a 3.7 MW. Nel 2012 la taglia media risulta essere di 3.1 MW. Questa evoluzione è in linea con quanto è auspicato dagli esperti in materia di bioenergie. Una centrale a biomasse è energeticamente sostenibile se si alimenta di materia prima locale. Con materia prima locale si intende che il bacino di fornitura della biomassa non deve distare più di 70 km dall'impianto. Se una centrale ha una considerevole potenza installata è molto probabile che per funzionare debba ricorrere a materia prima distante dal sito o addirittura di importazione. Vi sono in Italia casi di impianti, situati prevalentemente in zone costiere, che si alimentano di biomasse importate. L'importazione scardina alcuni dei vantaggi tipici delle bioenergie. In primis

la valorizzazione del contesto locale e la creazione di una filiera territoriale. Ciò ha pesanti ricadute sociali ed economiche nel territorio circostante l'impianto. La FIPER (Federazione Italiana Produttori Energie Rinnovabili) stima infatti in 900.000 i posti di lavoro che potrebbero crearsi grazie allo sfruttamento delle bioenergie nel Paese nei prossimi dieci anni.

Figura 40: Evoluzione del numero cumulato di impianti a bioenergie, 2000-2011



Fonte dati Figura 40: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

È evidente però che la costruzione di impianti sovradimensionati rispetto alla capacità di fornitura del territorio circostante rappresenta un ostacolo a tale prospettiva. Tuttavia dal calcolo della taglia media di impianto svolto poc'anzi si può affermare che tale problema sembra essere circoscritto ad alcuni casi nel territorio italiano, mentre la maggior parte degli impianti si “nutre” di biomasse locali. I dati presenti in Figura 40 possono essere ulteriormente elaborati al fine di analizzare l'andamento del parco impianti anno dopo anno. In Tabella 31 sono presenti le crescite percentuali annue nella numerosità delle centrali bioenergetiche per il periodo 2000-2011. Da Tabella 31 si evince che il biennio 2010-2011 ha registrato la più alta crescita percentuale. In particolare l'anno 2011 ottiene il più alto tasso pari al 59.31%. Da segnalare l'anno 2007 in cui si ha la minor crescita percentuale del periodo, pari al 2.97%. L'andamento

della numerosità vede una buona crescita nel triennio 2001-2003. Successivamente gli anni 2004 e 2005 registrano una frenata nel tasso di crescita. Nel 2006 invece il parco impianto cresce del 10.20% per poi frenare nuovamente nel 2007. Dal 2008 in poi i tassi tornano ad essere a due cifre fino alla crescita imponente degli anni 2010 e 2011. Il tasso medio di crescita del periodo è pari al 20.64%, un tasso davvero importante.

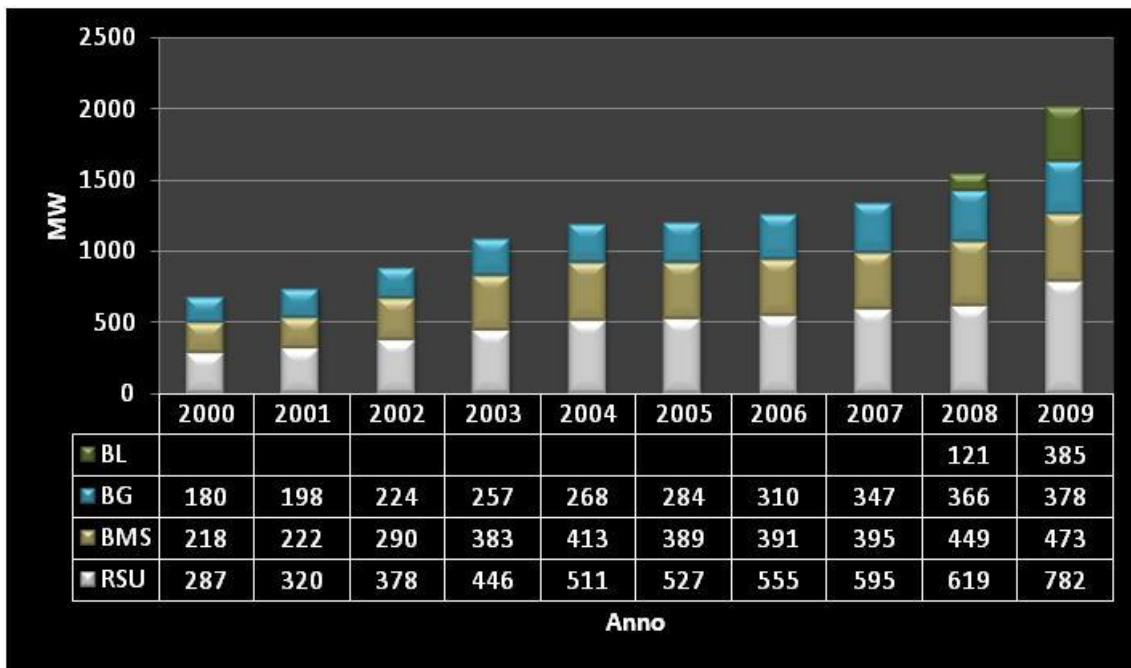
Tabella 31: Crescita percentuale annua del numero di impianti, 2000-2011

Anno	Crescita annuale %
2000-2001	+ 8.60
2001-2002	+ 11.38
2002-2003	+ 14.22
2003-2004	+ 3.90
2004-2005	+ 3.00
2005-2006	+ 10.20
2006-2007	+ 2.97
2007-2008	+ 12.82
2008-2009	+ 19.03
2009-2010	+ 59.66
2010-2011	+ 81.32

Diversamente da quanto svolto nei precedenti capitoli e in linea con quanto esposto poc'anzi non si ritiene utile approfondire l'analisi del parco impianti introducendo la suddivisione in categorie in base alla taglia di impianto. Risulta invece di notevole interesse analizzare la situazione introducendo la distinzione in base alla tipologia di centrale. Nel precedente paragrafo si è infatti ricordato che esistono quattro tipi di bioenergie: biomasse solide, rifiuti solidi urbani, biogas e bioliquidi. Orbene l'analisi del parco impianti sotto il profilo della bioenergia sfruttata risulta essere fondamentale. In Figura 41 è presente l'evoluzione della potenza installata nelle centrali bioenergetiche italiane in base alla tipologia di impianto per il periodo 2000-2009. Per comodità espositiva si ricorre a delle abbreviazioni: le biomasse solide saranno BMS, i rifiuti solidi urbani RSU, biogas BG e bioliquidi BL. Le centrali alimentate a rifiuti solidi urbani hanno sperimentato una crescita continua nel periodo considerato e detengono la maggior quota di MW. La loro crescita assoluta, assumendo come anno base il 2000, risulta essere pari al 172.5%. Le biomasse solide crescono fino al 2004 per

poi decrescere nel 2005, perdendo 24 MW. Dal 2006 ricominciano a crescere per raggiungere i 473 MW del 2009. La loro crescita assoluta, assumendo come anno base il 2000, è del 117%. Il biogas, terza bioenergia per potenza installata, registra una crescita assoluta del 110%.

Figura 41: Evoluzione della potenza installata per tipologia di impianto, 2000-2009



Fonte dati Figura 41: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Infine, i bioliquidi vengono rilevati nelle statistiche a partire dal 2008. Nell'arco di un anno però registrano una crescita pari al 218.2%. Per quanto riguarda la crescita dei bioliquidi occorre considerarne il dato con una certa prudenza, dovuta al fatto che con molta probabilità una considerevole porzione di crescita è dovuta essenzialmente all'inserimento nelle statistiche di impianti già esistenti e non solamente alla costruzione di nuove centrali. Al fine di meglio evidenziare quale biomassa sia maggiormente dinamica rispetto alle altre è utile calcolare le singole crescite percentuali annue utilizzando la medesima distinzione di Figura 41. Tale analisi è riportata in Tabella 32. In Tabella 32 non è presente la crescita annua dei bioliquidi in quanto coincide con la crescita assoluta riportata poc'anzi. Tutte e tre le tipologie considerate crescono nel periodo 2000-2009, registrando anni di imponente crescita e anni di tassi minori. Si può

affermare quindi che vi sia una certa altalenanza all'interno di tassi comunque con segno positivo. L'unica eccezione è rappresentata dall'anno 2005 per le biomasse solide, laddove si presenta un tasso negativo (-5.8%). La causa è probabilmente imputabile alla chiusura di qualche impianto, in quanto non economicamente conveniente nella gestione.

Tabella 32: Crescite percentuali annuali per tipologia di impianto, 2000-2009

Anno	BMS	RSU	BG
2000-2001	+ 1.83	+ 11.50	+ 10.00
2001-2002	+ 30.63	+ 18.12	+ 13.13
2002-2003	+ 32.07	+ 18.00	+ 14.73
2003-2004	+ 7.83	+ 14.57	+ 4.28
2004-2005	- 5.81	+ 3.13	+ 5.97
2005-2006	+ 0.51	+ 5.31	+ 9.15
2006-2007	+ 1.02	+ 7.21	+ 11.94
2007-2008	+ 13.67	+ 4.03	+ 5.48
2008-2009	+ 5.34	+ 26.33	+ 3.28

Come per le altre rinnovabili anche nel caso delle biomasse occorre ricordare che molto spesso grazie alle incentivazioni offerte si assiste ad una crescita senza controllo delle installazioni che insistono su un determinato territorio. Tale pratica comporta l'impossibilità della filiera territoriale di soddisfare le richieste di combustibile per gli impianti, il che si traduce in forniture di materiale distanti dal luogo di consumo o addirittura di importazione.

Per quel che riguarda le crescite medie, ottimo indicatore di sintesi della performance registrata in un determinato periodo di tempo, le biomasse solide registrano un 9.7%, i rifiuti solidi urbani un 12%, infine il biogas un 8.7%. Si può pertanto affermare che tutte e quattro le tipologie considerate sperimentano ottimi tassi di crescita, facendo intuire che le bioenergie nel prossimo futuro giocheranno un ruolo di primo piano nella politica energetica italiana. Risulta interessante osservare la composizione percentuale del parco bioenergetico italiano per poter determinare quali siano le bioenergie più diffuse e come si sia modificata la situazione nel periodo considerato. A tal uopo in Tabella 33 è presente la composizione percentuale del parco centrali a biomasse, in termini di potenza installata, nell'anno 2000 e nell'anno 2009. Da Tabella 33 si evince che nel

2000 i rifiuti solidi urbani rappresentavano la maggior parte della potenza installata con una quota pari al 41.9%. Le biomasse solide erano al secondo posto col 31.82%. Chiudevano la classifica gli impianti a biogas col 26.28%. Nel 2012 la situazione muta in modo sensibile. Gli impianti a RSU detengono ancora il primato col 38.73%, perdendo all'incirca tre punti percentuali. Gli impianti a BMS vengono invece fortemente ridimensionati rappresentando il 23.42%, così come le centrali a BG col 18.72%. Questo ridimensionamento non deve trarre in inganno: si tratta infatti di una riduzione di quote dovuta all'ingresso dei BL all'interno delle statistiche. I bioliquidi nel 2009 assorbono il 19.13% dei MW installati nel parco centrali italiano.

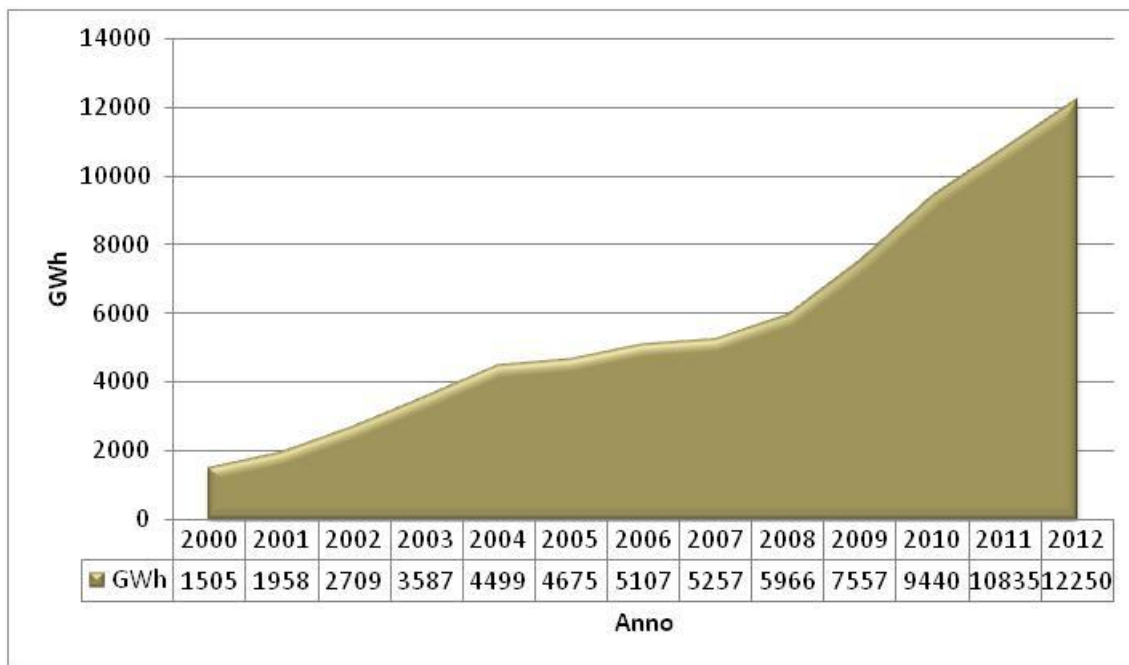
Tabella 33: Quote percentuali in base alla tipologia di impianto, confronto 2000 e 2009

Anno	BMS	RSU	BG	BL	Totale
2000	31.82	41.90	26.28	-	100
2009	23.42	38.73	18.72	19.13	100

Risulta ora di fondamentale importanza analizzare quanto le centrali a biomasse hanno prodotto negli ultimi anni. In Figura 42 è presente l'andamento della produzione di energia elettrica da bioenergie nel periodo 2000-2012, espresso in GWh. Da Figura 42 si evince che la produzione è cresciuta lungo tutto l'arco di tempo considerato. Nel 2000 si producevano 1505 GWh, mentre dodici anni dopo la produzione giunge a 12250 GWh: una crescita impressionante. Se assumiamo come anno base il 2000, la crescita assoluta del periodo è stata pari al 714%. Tale dato fa capire che il settore delle bioenergie è caratterizzato da una forte dinamicità e si trova in pieno sviluppo. Soffermandosi con sguardo più attento su Figura 42 si possono identificare tre fasi nell'andamento della produzione da biomassa: a partire dal 2000 e fino al 2004 la crescita risulta essere forte. In tale periodo si passa infatti dai 1505 GWh del 2000 ai 4499 GWh del 2004, con una crescita assoluta pari al 199%. In Figura 42 si nota poi che dal 2005 e fino al 2007 la produzione assume un andamento più lineare, si passa infatti dai 4675 GWh del 2005 ai 5257 GWh del 2007. La crescita assoluta risulta essere pari al 12.45%, un tasso sicuramente modesto rispetto a quello registrato nel quadriennio precedente. Infine dal 2008 la produzione è caratterizzata da un ritmo maggiormente sostenuto. Nel 2008 si producevano 5966 GWh, mentre nel 2012 si arriva a produrre

12250 GWh, con una crescita del 105%.

Figura 42: Produzione totale energia elettrica da bioenergie in GWh, 2000-2012



Fonte dati Figura 42: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Al fine di rendere ancora più precisa l'analisi della produzione, è utile calcolare i tassi percentuali annui di crescita. In Tabella 34 è presente tale analisi. Da Tabella 34 risulta evidente quanto affermato con riguardo a Figura 42: il periodo 2000-2004 registra tassi di crescita imponenti, mentre nel triennio successivo (2005-2007) la produzione subisce una brusca frenata, registrando i più bassi tassi del periodo. Infine nel quinquennio successivo la produzione torna a crescere a ritmi sostenuti. Il 2002 risulta essere l'anno col maggior tasso di crescita pari al 38.35%, mentre al 2007 spetta il primato di minor crescita col suo 2.94%. La crescita media del periodo risulta essere pari al 19.7%. Si tratta di un tasso importante che permette, ancora una volta, di confermare il forte sviluppo che sta caratterizzando il settore delle biomasse. Nel prossimo futuro ci si attende una continuità nello sviluppo di questa fonte energetica, in quanto il potenziale italiano risulta di gran lunga superiore alle richieste attuali. Tuttavia il raggiungimento di questo sviluppo risulta essere possibile in un'ottica di semplificazione ulteriore delle procedure burocratiche e di forte spinta nella valorizzazione dei contesti locali. Occorre

sottolineare che, sebbene la crescita di questi anni sia importante, essa sarebbe stata ancora maggiore se le problematiche citate poc'anzi fossero state risolte. L'ambiguità della politica energetica del Paese rende molto complicata la pianificazione degli investimenti nel settore bioenergetico. Le iniziative più innovative si devono, nella maggior parte dei casi, a Comuni e Enti particolarmente attenti alle esigenze del proprio territorio, colmando in parte il vuoto lasciato dal governo centrale.

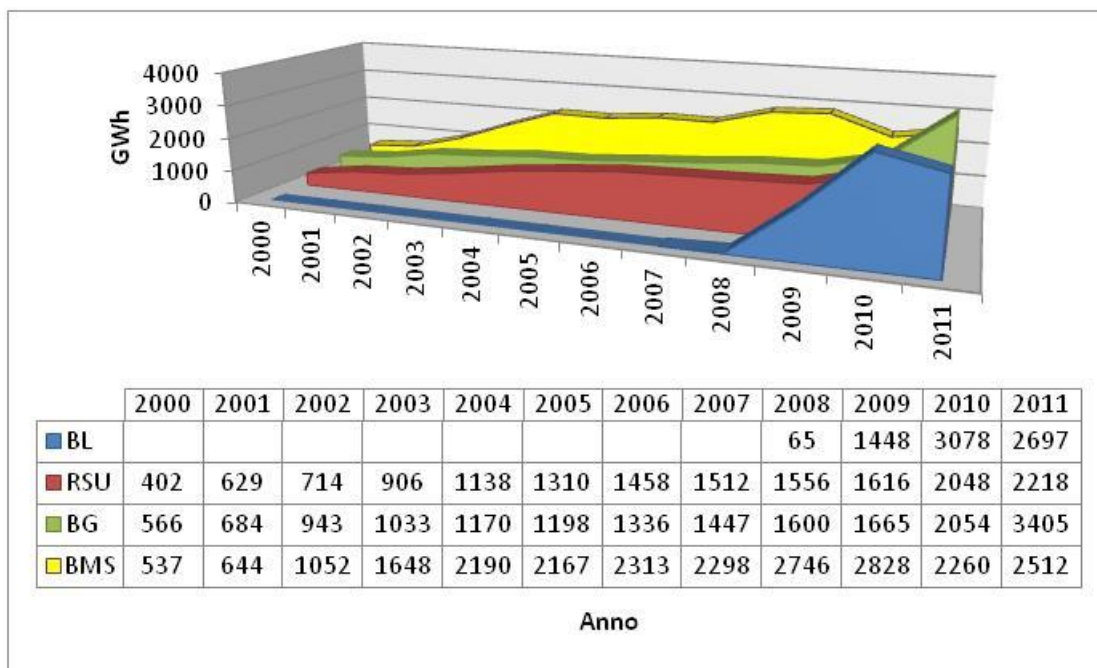
Tabella 34: Andamento annuale della produzione, in termini percentuali, periodo 2000-2012

Anno	Crescita annuale %
2000-2001	+ 31.00
2001-2002	+ 38.35
2002-2003	+ 32.41
2003-2004	+ 25.42
2004-2005	+ 3.91
2005-2006	+ 9.24
2006-2007	+ 2.94
2007-2008	+ 13.49
2008-2009	+ 26.67
2009-2010	+ 24.92
2010-2011	+ 14.78
2011-2012	+ 13.06

È tempo ora di osservare la produzione di energia elettrica da bioenergie introducendo la suddivisione in base alla tipologia di impianto, già utilizzata in precedenza: rifiuti solidi urbani o RSU, biomasse solide o BMS, biogas o BG e bioliquidi o BL. In Figura 43 è presente tale analisi per il periodo 2000-2011. Da Figura 43 si evince che le produzioni di tutte e quattro le tipologie di impianti considerate sono cresciute. Dalla tabella dati allegata a Figura 43 si nota che, in alcuni casi, vi sono stati anni di calo della produzione. Tuttavia tale aspetto può essere ricondotto con molta probabilità a normali cali di produzione dovuti a minori richieste energetiche, oppure a difficoltà nell'approvvigionamento di biomassa. Le diminuzioni della produzione si presentano per i bioliquidi che nel 2011 scendono a 2697 GWh rispetto ai 3078 GWh del 2010. Un'analoga diminuzione caratterizza la produzione di energia elettrica da biomasse solide laddove nel 2010 producono 2260 GWh rispetto ai 2828 GWh del 2009. Risulta

utile osservare come si è evoluta la composizione percentuale della produzione in base alla tipologia di impianto.

Figura 43: Produzione energia elettrica per tipologia di impianto 2000-2011



Fonte dati Figura 43: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

In Tabella 35 è presente il confronto tra i contributi percentuali alla generazione di elettricità per le quattro tipologie di bioenergie sopra utilizzate nell'anno 2000 e nell'anno 2011.

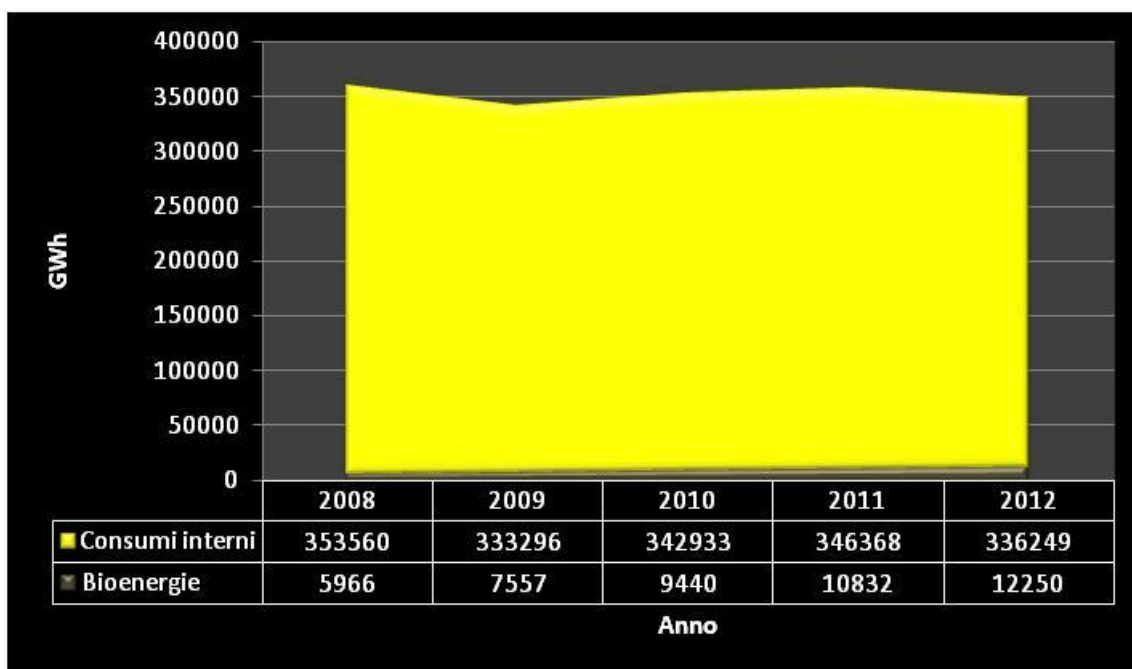
Tabella 35: Quote percentuali su totale produzione, per singola tipologia di impianto, confronto 2000 e 2011

Anno	BL	RSU	BG	BMS	Totale
2000		26.71	37.61	35.68	100
2011	24.90	20.47	31.43	23.2	100

Da Tabella 35 si nota che il biogas nel 2000 rappresentava la maggior quota di produzione con un 37.61%, seguito dal 35.68% delle biomasse solide e dal 26.71% dei rifiuti solidi urbani. Nel 2011 la situazione muta in quanto viene computata anche la

produzione da bioliquidi: il biogas detiene il primato col 31.43%, seguito dai bioliquidi col 24.90%, dalle biomasse solide col 23.2% e infine dai rifiuti solidi urbani col 20.47%. Dopo aver adeguatamente analizzato il parco impianti bioenergetico, è tempo di affrontare il contributo delle biomasse al soddisfacimento del fabbisogno elettrico nazionale. In Figura 44 è presente l'analisi del contributo delle bioenergie alle richieste di elettricità italiane nel periodo 2008-2012, espresso in GWh.

Figura 44: Contributo produzione bioenergetica a consumo nazionale, 2008-2012



Fonte dati Figura 44: Nostra elaborazione su dati GSE

Da Figura 44 si evince che il contributo della produzione da biomasse al fabbisogno elettrico nazionale è aumentato nel periodo considerato. Pur trattandosi di un arco temporale caratterizzato da un calo nei consumi, la produzione bioenergetica è cresciuta. Per maggiormente affinare l'analisi risulta utile calcolare il contributo percentuale delle biomasse ai consumi interni nel periodo considerato. Tale analisi è riportata in Tabella 36, dove si evince che il contributo delle biomasse ai consumi interni è aumentato nel corso degli anni. Se infatti nel 2008 contribuivano per 1.69%, nel 2012 il soddisfacimento arriva al 3.64%, più che raddoppiando nell'arco di cinque anni. Si tratta di un trend significativo. Occorre però ricordare che l'aumento del contributo è

accresciuto dal calo dei consumi. Tuttavia il futuro energetico del Paese si gioca su una riduzione del consumo, il che fa intuire una crescita della contribuzione ad opera delle bioenergie nel prossimo futuro. Volendo però fornire una misura depurata dal calo dei consumi riportiamo la produzione da biomasse del 2012 ai consumi del 2008, i più elevati del periodo. La percentuale così ottenuta risulta essere pari al 3.46%, doppia ancora rispetto al 2008 e conferma, ancora una volta, l'accresciuto contributo dato dalle bioenergia alla richiesta elettrica italiana.

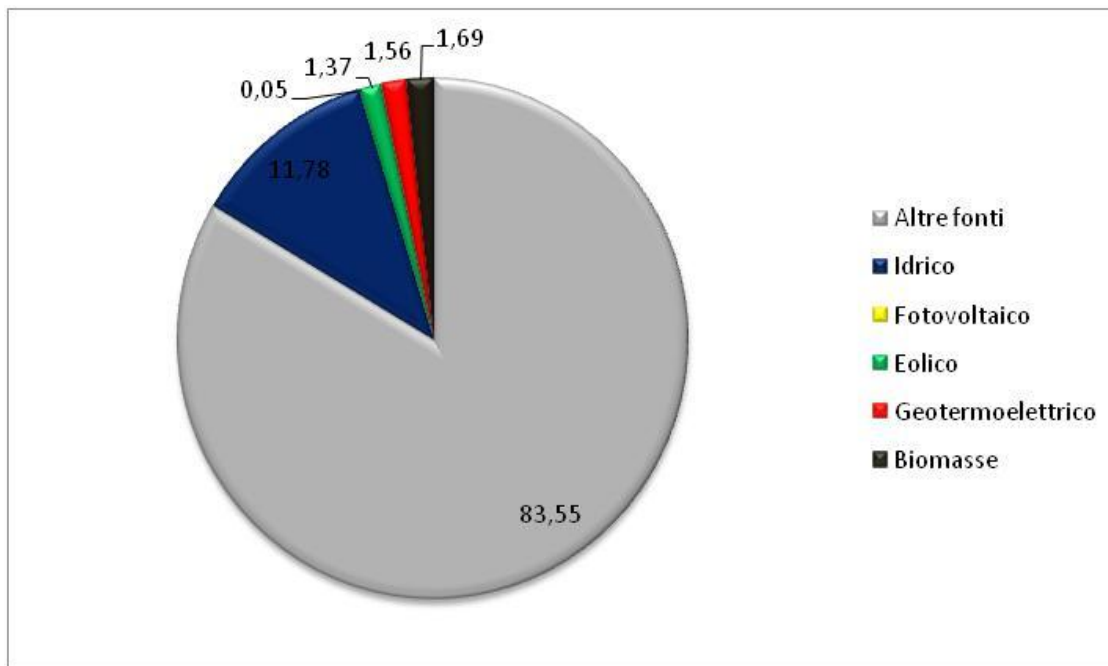
Tabella 36: Contributo percentuale bioenergie a consumi nazionali, 2008-2012

Anno	Contributo bioenergie %
2008	1.69
2009	2.28
2010	2.75
2011	3.13
2012	3.64

In linea con quanto svolto nei precedenti capitoli si intende qui evidenziare l'andamento della produzione di tutte le fonti rinnovabili finora trattate in termini di contribuzione ai consumi elettrici interni. Tale confronto risulta essere quello definitivo in quanto sono state analizzate tutte le energie rinnovabili attualmente sfruttate in Italia ai fini della generazione elettrica. Tuttavia, per semplificare la visualizzazione, si intende introdurre una nuova forma di rappresentazione. In Figura 45 e Figura 46 è evidenziato il contributo percentuale alla soddisfazione del fabbisogno elettrico nazionale di tutte le fonti rinnovabili sopra elencate nel 2008 e nel 2012. In Figura 45 si nota che nel 2008 la maggior parte del fabbisogno elettrico era soddisfatto mediante il ricorso a fonti non rinnovabili per una percentuale pari al 83.55%. L'idroelettrico rappresentava la fonte rinnovabile che maggiormente contribuiva alle richieste elettriche del Paese con 11.78%. Seguivano nell'ordine, ma a gran distanza, le biomasse (1.69%), il geotermoelettrico (1.56%) e l'eolico (1.37%). Il fotovoltaico era pressoché nullo, fermandosi ad un contributo dello 0.05%. Si delineava una situazione di assoluta modestia nella contribuzione da parte di tutte le FER, ad eccezione dell'idrico. Nel prossimo capitolo sarà introdotta anche la distinzione nella voce "Altre fonti" tra le varie forme

energetiche che la compongono, al fine di mettere in evidenza quale sia la fonte energetica da cui l'Italia dipende maggiormente.

Figura 45: Contributi percentuali fonti rinnovabili a fabbisogno elettrico interno nel 2008

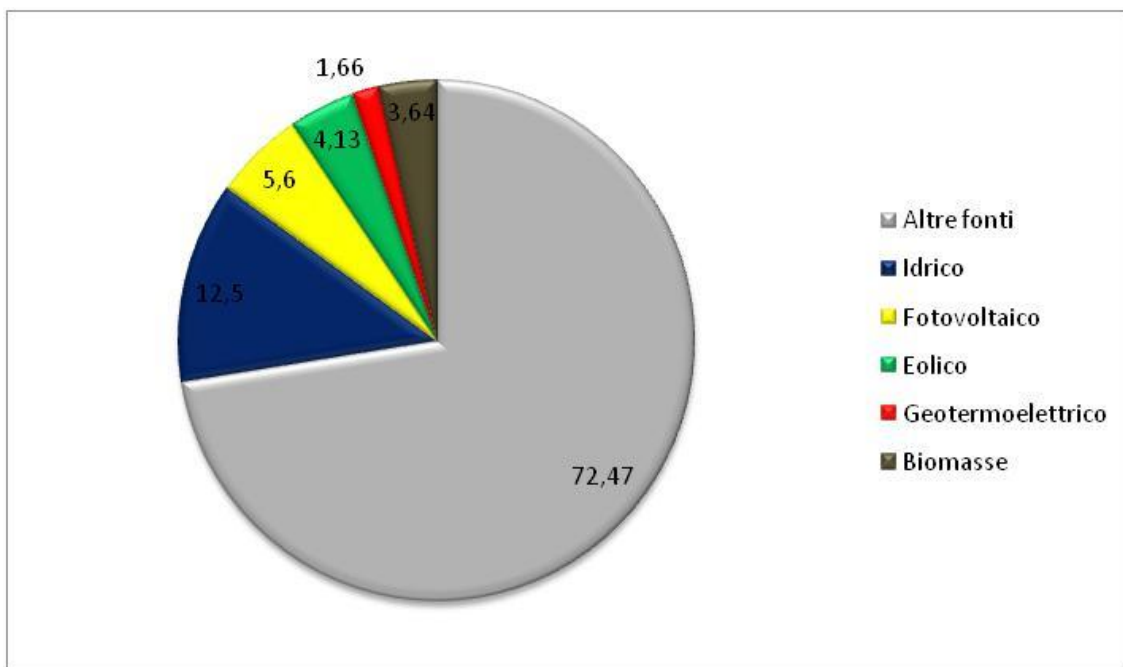


Fonte dati Figura 45: Nostra elaborazione su dati GSE

Nell'arco di quattro anni però la situazione è cambiata in modo significativo e lo si evince da Figura 46. Il fabbisogno elettrico interno viene ora soddisfatto per il 72.47% da altre fonti, registrando di fatto un - 11.08% guadagnato dalle fonti FER. Questo dato è incredibilmente importante in quanto evidenzia una forte crescita del contributo delle FER ai consumi interni, in linea con quanto richiesto dall'Unione Europea. Occorre poi notare che tra le fonti rinnovabili i "rapporti di forza" contributiva sono anch'essi mutati: l'idrico rimane la prima fonte rinnovabile con il 12.50%. Al secondo posto però troviamo il fotovoltaico, minor contribuente nel 2008, con il 5.6%. Segue l'eolico con il 4.13%. Le biomasse, secondo contribuente nel 2008, si trovano in quarta posizione con il 3.64%. Chiude la classifica il geotermoelettrico con 1.66%. Alla luce di quanto emerso nel presente capitolo non bisogna però credere che le biomasse abbiano perso terreno nei confronti di solare ed eolico a causa di una stagnazione del loro settore. In realtà le biomasse, in linea con quanto esposto finora, hanno sperimentato una crescita

imponente. Tuttavia tale crescita è stata inferiore rispetto al boom che ha caratterizzato fotovoltaico ed eolico nel medesimo arco temporale. Una certezza è presente: solare, eolico e bioenergie hanno ancora un grande potenziale da sfruttare. Motivo per cui le biomasse possono essere inserite, a ragion veduta, nel gruppo Fonti Nuove. Nel prossimo futuro ci si aspetta un forte ed ulteriore sviluppo di queste tre tecnologie.

Figura 46: Contributi percentuali fonti rinnovabili a fabbisogno elettrico interno nel 2012



Fonte dati Figura 46: Nostra elaborazione su dati GSE

Prima di passare alla trattazione dei costi delle bioenergie è utile osservarne la distribuzione a livello regionale secondo dati 2011.

Le Regioni del Nord (FVG, TAA, Veneto, Lombardia, Piemonte, Liguria, Emilia Romagna e Valle d'Aosta) hanno il 59.7% della potenza installata, il 74.5% del numero di impianti e producono il 54.5% di energia da biomasse a livello nazionale. Le Regioni del Centro (Toscana, Molise, Marche, Abruzzo e Lazio) detengono il 14.6% della potenza installata, il 14.2% del numero di impianti e l'11.8% della produzione. Le Regioni del Sud e le Isole (Campania, Basilicata, Puglia, Calabria, Sicilia e Sardegna) hanno il 25.8% della potenza installata, sul loro territorio vi è 11.3% del numero di impianti e producono il 33.7% di energia da biomasse. Le bioenergie pertanto sono

maggiormente sfruttate al Nord, in cui spicca la Regione Lombardia che da sola produce il 21.4% dell'energia elettrica da biomasse a livello nazionale.

Conclusa l'analisi della situazione attuale delle bioenergie in Italia, nel prossimo paragrafo saranno trattati i costi di tale tecnologia.

6.3 I costi delle biomasse

Le bioenergie, come si è visto nei paragrafi precedenti, si compongono di una grande varietà di tecnologie. Alcune di queste sono mature mentre altre sono ancora nella fase di ricerca e sviluppo. Ciò significa che tale settore è caratterizzato da una continua evoluzione in termini di innovazione e andamento dei costi. Nell'affrontare i costi delle biomasse occorre prestare attenzione alla difficoltà insita nel compito e dovuta essenzialmente alla scarsità di dati e alla relativa novità che caratterizza molte applicazioni in questo campo.

Gli impianti alimentati a biomasse sono caratterizzati da una forte specificità legata al sito di ubicazione. Tale aspetto si collega direttamente al fatto che i costi possono variare in modo ampio a seconda del luogo di realizzazione della centrale. Nell'affrontare la decisione se investire o meno in un impianto bioenergetico occorre anzitutto partire dalla valutazione degli stock di biomassa disponibili. Nei precedenti paragrafi si affermava infatti che queste tecnologie sono fortemente influenzate dalla filiera territoriale di produzione. Si diceva inoltre che gli impianti devono essere dimensionati in modo tale da alimentarsi quasi esclusivamente con risorse presenti in un raggio di 70 Km dall'impianto. Tuttavia molti sono i casi in cui vengono costruite centrali che poi si alimentano di biomasse prodotte lontano dal luogo di consumo o addirittura importate. La grande variabilità dei costi espressa in merito all'ubicazione dell'impianto si presenta anche a livello di prezzo delle biomasse. In alcuni territori, nonostante i buoni propositi che hanno spinto all'installazione di una centrale, si assiste a casi in cui le biomasse importate costano meno di quelle reperibili in loco. Questa problematicità induce a valutare con molta attenzione la fattibilità di un progetto. Ogni territorio presenta caratteristiche particolari per cui i costi di ottenimento delle biomasse sono fortemente legate al contesto di produzione. Vi è poi un altro problema legato al fatto che per la stragrande maggioranza delle biomasse non esiste un mercato vero e proprio. Motivo per cui non esistono indici o prezzi di riferimento e pertanto i singoli

mercati locali sono di fatto isolati l'uno dall'altro. Fanno eccezione i pellets e alcuni scarti del legno, per i quali vi è un rilevante commercio mondiale e quindi esistono mercati e prezzi di riferimento. Il potere calorifico delle biomasse è piuttosto contenuto il che fa incidere fortemente il prezzo di trasporto per unità di energia. Accanto al limitato potere calorifico vi è la forte umidità di alcune biomasse che ne aumenta il peso, incidendo negativamente su costi di trasporto e resa energetica. Molte biomasse vanno poi ulteriormente lavorate e trattate prima di poter essere utilizzate come combustibile, e anche in questo caso l'umidità residua gioca un ruolo negativo. Si stima che il costo del combustibile bioenergetico assorba dal 40% al 50% del costo totale di produzione di energia. Tuttavia notevoli miglioramenti sono presenti grazie a politiche di miglior gestione del territorio e miglioramenti logistici. Ricordiamo infatti che la costruzione di un impianto a biomasse comporta determinati vantaggi per il territorio d'inserimento: una miglior gestione dello stesso, un miglior smaltimento di rifiuti urbani, di scarti industriali ed agricoli, posti di lavoro e sicurezza nell'approvvigionamento energetico. Per completezza di esposizione si intende riportare il costo al quintale di alcuni combustibili, tra i più diffusi a livello nazionale: la legna da ardere può raggiungere gli 11 € al quintale, i pellets 20-30 € al quintale ed il cippato 3-6 € al quintale.

Per quel che riguarda invece l'impianto in sé il costo di investimento si compone di una serie di voci. In primo luogo gli edifici della centrale con annesse opere. Seguono i lavori di preparazione del sito, i costi delle consulenze e i costi di connessione alla rete. Sappiamo infatti che la conformazione della penisola italiana è particolare, motivo per cui i costi delle opere sono spesso maggiori rispetto ad altri Paesi. Il costo totale di installazione di un impianto bioenergetico a combustione (come l'impianto descritto in Figura 37), secondo valori 2010, è compreso in un range tra 2000 €/KW e 3200 €/KW. Si tratta di un costo più elevato rispetto alle centrali a fonti fossili, in quanto per le bioenergie è necessario realizzare strutture ausiliarie per il funzionamento della caldaia. Occorre qui ricordare che i costi sono sempre espressi in range perché, essendo ogni impianto tail made, le voci di costo sono molto specifiche. Il settore delle biomasse è sottoposto, in linea con le altre fonti rinnovabili, alla crescita dei prezzi delle commodity e dei costi di progettazione ingegneristica, il che si traduce in un aumento del costo dell'investimento. Nel caso di un impianto alimentato a biogas (come la centrale rappresentata in Figura 38) il costo totale di investimento è compreso in un

range tra 1930 €/KW e 4600 €/KW. Degno di nota, ma estraneo ai fini del presente capitolo, è ricordare che gli impianti adibiti alla generazione di elettricità e calore hanno costi superiori rispetto alle centrali utilizzate al solo scopo della generazione elettrica.

Il costo di produzione di un impianto a biomasse viene qui espresso ricorrendo al metodo LCOE, come fatto per le altre fonti rinnovabili esaminate nei precedenti capitoli. LCOE tiene conto dei costi di operatività e manutenzione, del costo del capitale, del costo totale di investimento, della produzione annuale stimata, del costo del combustibile e della vita utile dell'impianto. La vita utile di una centrale a biomasse è stimata in 20-25 anni. Il costo del combustibile è rappresentato dal già citato costo delle biomasse. La produzione annua stimata presenta una interessante caratteristica: se la filiera territoriale di fornitura viene gestita in modo efficace ed efficiente, gli impianti a biomasse hanno un elevato numero di ore di utilizzazione equivalenti. Ciò significa che i costi connessi ad una centrale possono essere ripartiti su un numero maggior di ore di produzione, rendendo la misura del LCOE più competitiva. Secondo dati GSE infatti le ore di utilizzazione equivalenti annue di un tipico impianto a biomasse risultano pari a 7000, un dato elevato che pone le biomasse in seconda posizione dopo il geotermoelettrico. I costi di operatività e manutenzione rappresentano all'incirca un range tra il 9% ed il 20% del costo di produzione stimato con LCOE. LCOE per le biomasse, nell'anno 2010, assume un valore compreso in un range tra 6.5 €/KWh e 12.5 €/KWh. Anche in questo caso l'ampiezza elevata del range è dovuta al fatto che ogni singolo impianto rappresenta un caso a sé stante. Questo è possibile perché il vantaggio citato a proposito delle fonti rinnovabili in termini di valorizzazione del contesto locale, si traduce nell'influenza delle caratteristiche locali sulle variabili chiave di analisi della convenienza di una centrale, come costo delle biomasse, opere di connessione e altre voci già citate. Si ripete qui quanto già affermato nei precedenti capitoli: nel computo del costo di produzione del kilowattora non vengono considerate le esternalità prodotte. Il computo delle esternalità renderebbe di fatto l'energia prodotta da biomasse ancora più competitiva. In principio di paragrafo si sottolineava che le bioenergie presentano una vasta gamma di varianti tecnologiche, alcune giunte a maturità, altre ancora in fase di sperimentazione o di ricerca. Questo si traduce nel fatto che per le tecnologie mature le prospettive di una riduzione dei costi restano ancorate a cali nei prezzi di commodity, progettazione ingegneristica o andamento dei prezzi delle

biomasse utilizzate. Mentre per le tecnologie relativamente recenti le prospettive di riduzione presentano ampio margine. Per concludere questo capitolo, riprendendo il già citato problema della gestione della filiera territoriale di fornitura si intende qui riportare un esempio di buona pratica: la Regione Lombardia. L'esempio si riferisce al teleriscaldamento e non alla generazione elettrica, tuttavia rappresenta un brillante esempio di strumento a supporto della gestione territoriale. Si tratta del Biopole, uno strumento utilizzato per valutare la domanda e l'offerta di energia in un determinato territorio, nonché la disponibilità di biomasse da sfruttare in loco. Tale applicazione permette di identificare la localizzazione ottimale per la centrale energetica. Conclusa l'analisi delle biomasse, nel prossimo capitolo saranno presentate le conclusioni al presente lavoro.

CONCLUSIONI

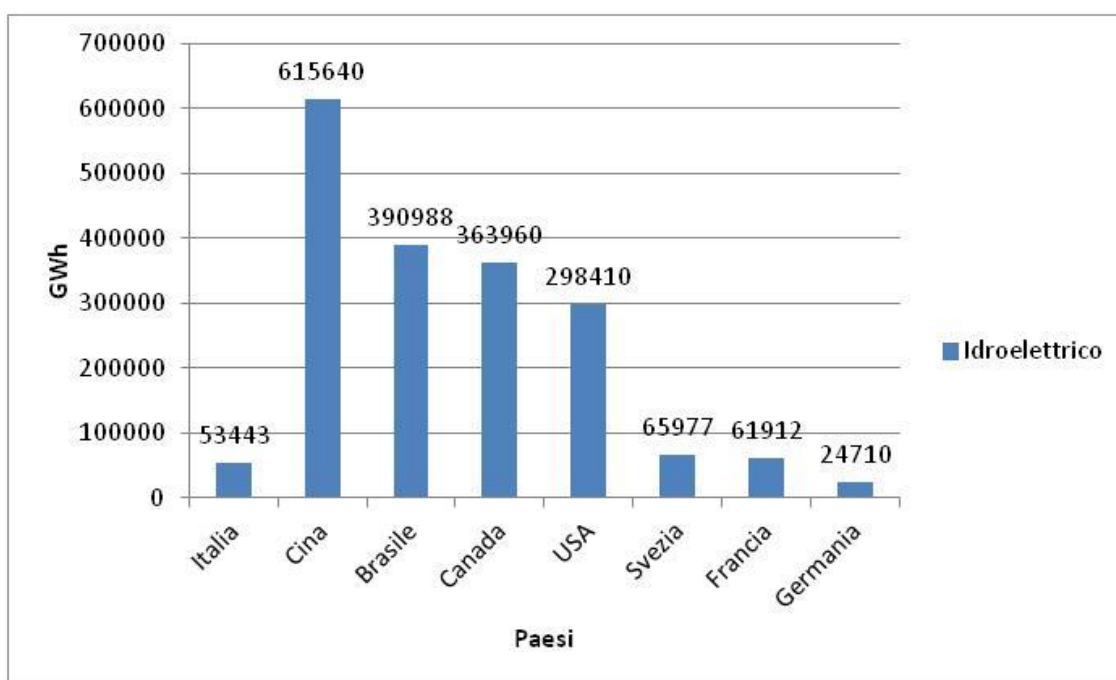
Il presente capitolo conclusivo si pone tre obiettivi: in primo luogo analizzare la performance italiana nel panorama FER, confrontandola con i principali Paesi mondiali. In secondo luogo studiare la produzione di energia elettrica italiana per tipologia di fonte, includendo le fonti fossili. Infine determinare il punto in cui il settore elettrico italiano si trova nel raggiungimento degli obiettivi UE al 2020, analizzare il peso delle incentivazioni alle rinnovabili sulla bolletta delle famiglie italiane e, in conclusione, presentare le previsioni future sullo scenario energetico mondiale.

Per quel che riguarda la performance da FER saranno presentati confronti tra la produzione elettrica italiana da idroelettrico, solare fotovoltaico, eolico, geotermico e biomasse con le rispettive produzioni di altri importanti player europei e mondiali. A seconda del tipo di fonte trattata è possibile che i Paesi scelti per il confronto non siano gli stessi, tale scelta è determinata dal fatto che ogni Paese presenta caratteristiche particolari in termini di mix energetico. Il criterio utilizzato nella scelta dei player da porre a confronto è quello di inserire i principali produttori europei per quel tipo di energia e i principali produttori mondiali, con particolare riguardo a Paesi importanti come Stati Uniti d'America, Cina, Giappone, India e Brasile. I dati utilizzati per tale analisi sono tratti dall'IEA (International Energy Agency) e da GSE (Gestore Servizi Energetici).

Si comincia da Figura 47 ove è presente il confronto tra le produzioni da idroelettrico di Italia, Francia, Svezia, Brasile, USA, Cina, Germania e Canada. I dati fanno riferimento all'anno 2009. Occorre precisare che il valore della produzione include anche gli impianti idroelettrici a pompaggio, motivo per cui la produzione italiana risulta diversa da quella analizzata nel Capitolo 2. Come si nota da Figura 47 la produzione di energia elettrica da idrico italiana risulta essere notevolmente ridotta se confrontata con le produzioni di Cina, USA, Brasile e Canada. Se invece la si rapporta ai player europei si nota che è la terza più grande d'Europa, preceduta da Francia e Svezia. Il confronto va

quindi effettuato con le produzioni dei Paesi europei in quanto più simili in termini di estensione geografica e disponibilità idriche. I grandi Paesi come USA, Cina, Brasile e Canada hanno un'estensione territoriale di gran lunga maggiore e risorse idriche da sfruttare di tutt'altra entità. Si può pertanto affermare che l'Italia rappresenta un player di notevole importanza nel panorama europeo dell'idrico. A titolo d'esempio si noti la forte differenza presente tra la produzione italiana e quella tedesca, rispettivamente di 53443 GWh e 24710 GWh.

Figura 47: Confronto produzioni da idroelettrico Italia e altri player europei e mondiali, anno 2009

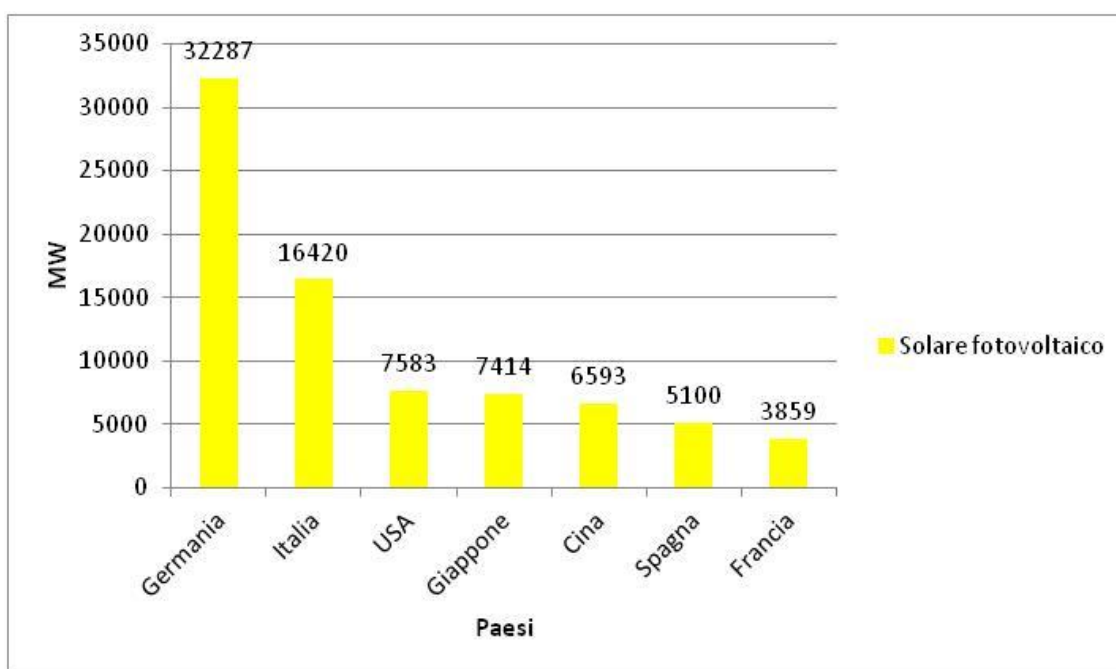


Fonte dati Figura 47: www.iea.org, International Energy Agency

Analizzata la situazione dell'idroelettrico occorre passare al solare fotovoltaico. In Figura 48 è presente il confronto tra la potenza installata nel parco impianti solare fotovoltaico di Italia, Cina, Francia, Spagna, USA, Giappone e Germania. L'anno considerato è il 2012. Si analizza la potenza installata in quanto per tale indicatore i dati sono più recenti. In Figura 48 sono riportati i Paesi con la maggiore potenza installata a livello mondiale. La Germania detiene il maggior numero di MW a livello mondiale con 32887 MW. In seconda posizione si trova l'Italia con 16420 MW. L'Italia è pertanto il secondo Paese per potenza installata a livello mondiale: un dato importante. Il parco impianti nostrano è il doppio di quello USA, terzo Paese mondiale per potenza installata.

Nonostante la limitata estensione geografica italiana, una politica di forte incentivazione del solare fotovoltaico ha permesso al Paese di superare in maniera sensibile Paesi come USA e Cina. Sui sette maggiori player mondiali nel solare fotovoltaico, ben quattro sono europei. Tale dato indica come il Vecchio Continente stia puntando molto su questa tecnologia. I tassi di sviluppo del fotovoltaico individuati nel Capitolo 3 permettono di ipotizzare che l'Italia giocherà un ruolo di primo piano in questa tecnologia anche negli anni a venire.

Figura 48: Confronto potenza installata da solare fotovoltaico Italia e principali player mondiali ed europei, anno 2012

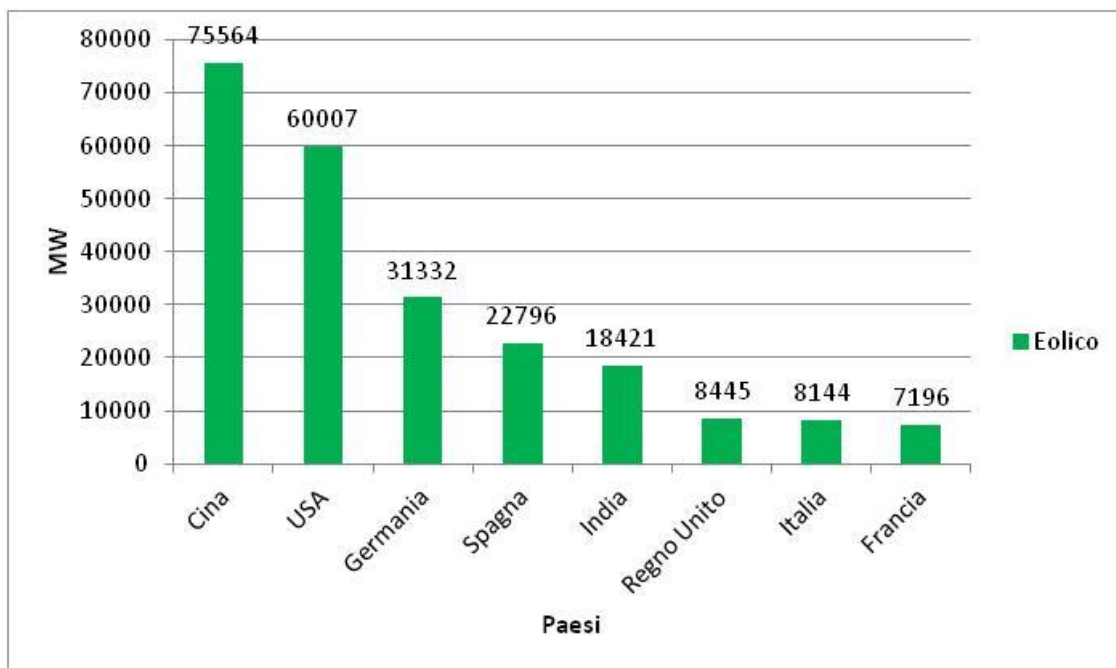


Fonte dati Figura 48: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

La terza fonte rinnovabile analizzata nel presente lavoro è l'eolico. In Figura 49 è presente il confronto tra la potenza installata nel parco impianti eolico di Italia, Cina, USA, Germania, Spagna, India, Regno Unito e Francia. L'anno preso in considerazione è il 2011. Come si nota da Figura 49 la Cina è il maggior Paese mondiale per potenza installata, seguito da USA e Germania. L'Italia vanta una posizione di tutto rispetto: risulta infatti essere il settimo Paese per potenza installata a livello mondiale e il quarto a livello europeo. Anche per l'eolico si può notare che sui primi otto Paesi ben cinque sono europei. L'Europa risulta quindi essere un player di incredibile importanza nel panorama eolico mondiale e l'Italia contribuisce in maniera fondamentale a questo risultato. Il divario che separa il nostro Paese da Germania e Spagna risulta essere

elevato. Tuttavia questi sono Paesi in cui da tempo si è messa in atto una decisa politica di sostegno alla fonte eolica, anche se nel caso spagnolo occorre ricordare che la recente crisi economica ha costretto il Governo a rivedere le politiche di incentivazione alle tecnologie rinnovabili. Questo si è tradotto in una brusca frenata nella crescita delle installazioni di eolico e fotovoltaico. La Spagna detiene pertanto un consistente parco impianti dovuto essenzialmente alle forti incentivazioni avutesi negli anni passati.

Figura 49: Confronto potenza installata da eolico Italia e altri player mondiali ed europei, anno 2011

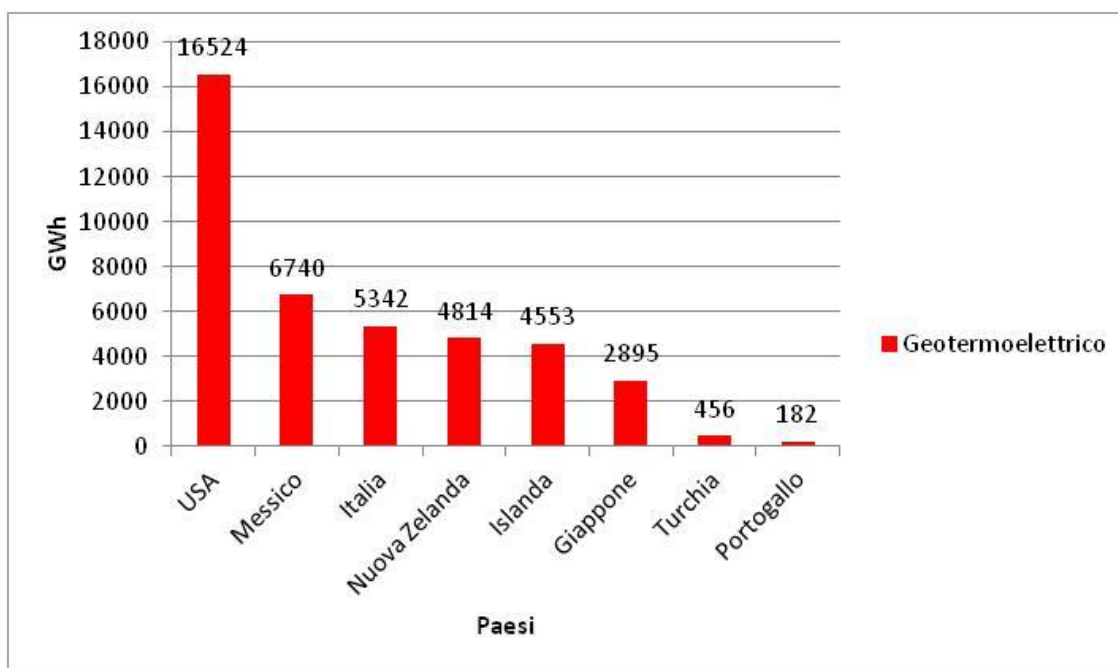


Fonte dati Figura 49: www.iea.org, International Energy Agency

Il geotermoelettrico è la quarta fonte energetica rinnovabile trattata nel presente lavoro. Anche in questo caso l'Italia risulta essere un player di primo piano sulla scena mondiale. In Figura 50 è analizzata la produzione di elettricità da geotermico dei primi otto produttori mondiali, secondo dati 2009. Da Figura 50 si evince che l'Italia risulta essere il terzo produttore mondiale da geotermia ed il primo europeo. Un primato questo che costituisce un vero e proprio vanto nazionale. Tale ottimo posizionamento si riflette nella grande esperienza e innovazione tecnologica che caratterizza il settore geotermico nostrano. Nel Capitolo 5 si evidenziava che il settore era caratterizzato da una certa immobilità in termini di crescita della produzione e del parco impianti. Tuttavia occorre qui ribadire che le importanti evoluzioni tecnologiche in corso e la possibilità di integrare il geotermico con altre tecnologie, come il solare fotovoltaico, permettono di

ipotizzare una futura crescita di questo settore, seppur con tassi nettamente inferiori ad eolico e solare. La classifica dei maggiori produttori mondiali da geotermoelettrico è dominata dagli USA che vantano una produzione tripla rispetto a quella italiana. È interessante sottolineare che l'Islanda soddisfa una importante quota del proprio fabbisogno elettrico proprio grazie alla geotermia, e si tratta di una quota pari al 27% sul totale del fabbisogno nazionale.

Figura 50: Primi otto produttori mondiali di elettricità da geotermia, anno 2009

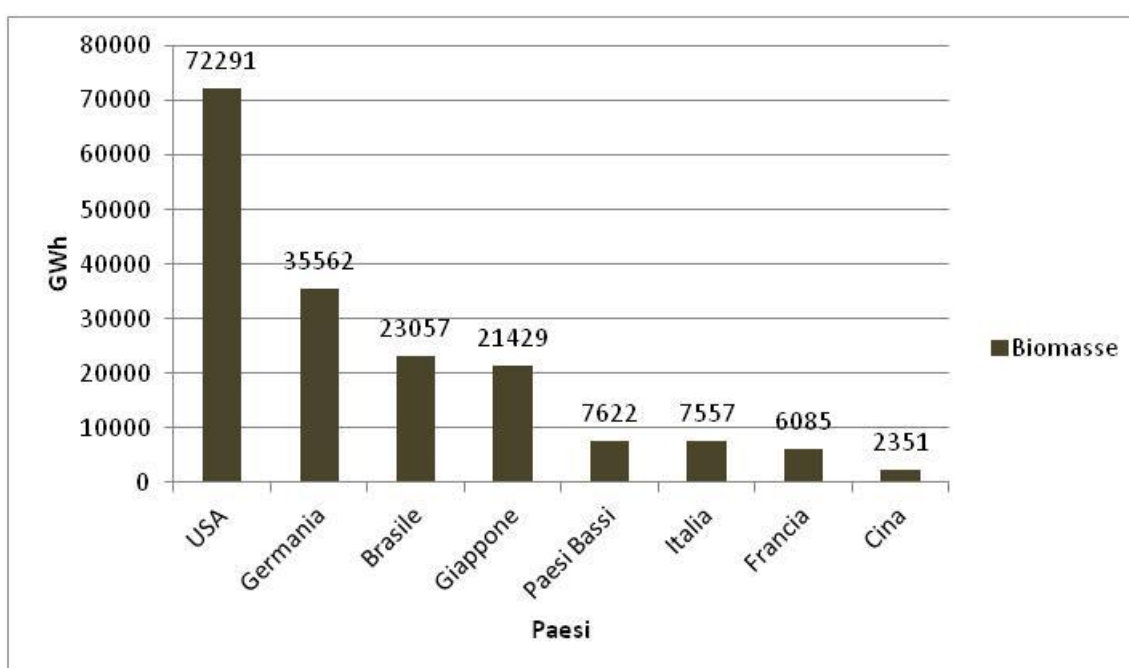


Fonte dati Figura 50: www.gse.it, Gestore Servizi Energetici

Per quanto riguarda le biomasse non è possibile redigere una vera e propria classifica in quanto le tipologie di biomasse considerate sono molte e le statistiche differiscono spesso in base a quale biomassa venga presa in considerazione. Pertanto in Figura 51 è presente il confronto tra la produzione di energia elettrica da biomasse in Italia e in altri importanti Paesi europei e mondiali. L'anno oggetto di analisi è il 2009. Da Figura 51 si evince che gli USA sono un importante produttore nel campo delle biomasse, il maggiore a livello mondiale. La Germania rappresenta il maggior produttore europeo e uno dei maggiori produttori mondiali. Brasile e Giappone vantano importanti produzioni. Per quanto riguarda l'Italia occorre sottolineare che la sua produzione è in linea con quella di altri importanti produttori europei come Paesi Bassi e Francia. Tuttavia molto si può e si deve ancora fare nel Paese per permettere al potenziale

italiano da biomasse di essere sfruttato adeguatamente. Dall'analisi del Capitolo 6, in cui si analizza la situazione del nostro Paese sul fronte delle bioenergie, si deduce che tale settore è caratterizzato da una forte dinamicità. Tale andamento permette di ipotizzare una forte crescita dell'Italia quale player di primo piano a livello europeo nelle bioenergie e, con molta probabilità, anche a livello mondiale. Molto però dipende dalle azioni delle istituzioni politiche, così come per le altre forme di energia rinnovabile.

Figura 51: Confronto produzione energia elettrica da biomasse Italia e altri player mondiali ed europei, 2009



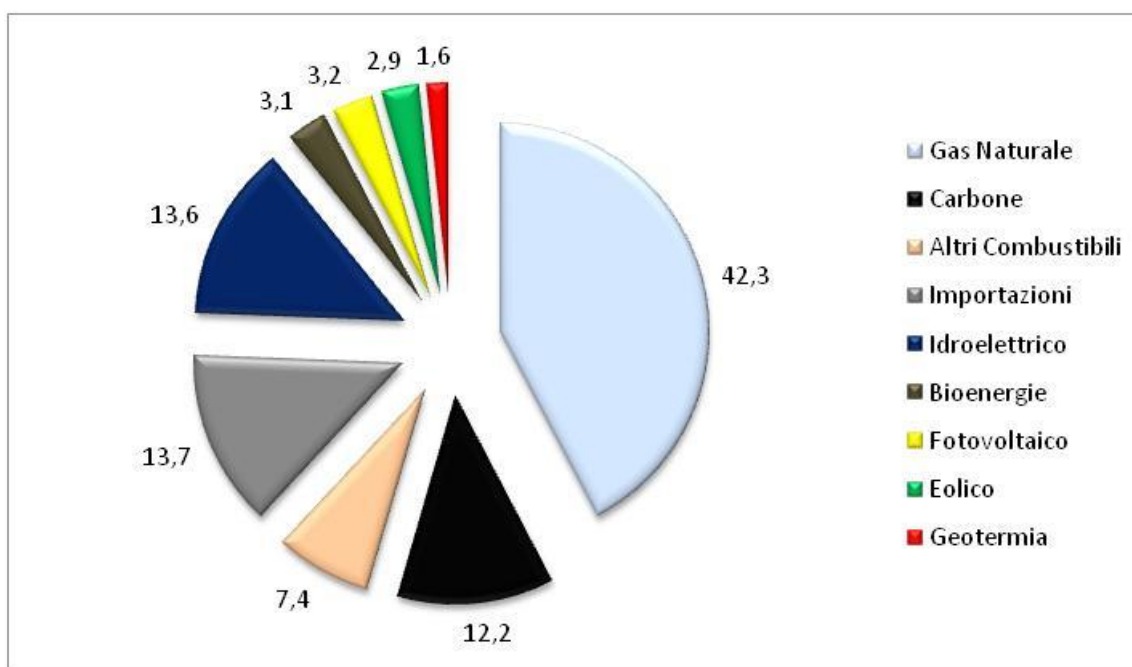
Fonte dati Figura 51: www.iea.org, International Energy Agency

A conclusione di questa prima parte si può pertanto sfatare un falso mito: la visione dell'Italia come Paese scarsamente propenso allo sfruttamento delle rinnovabili. Il nostro Paese infatti, come si evince da quanto sin qui trattato, risulta essere uno dei maggiori player mondiali nello sfruttamento delle fonti alternative. In Europa, secondo dati 2011, l'Italia risulta essere il terzo maggior produttore di elettricità da FER con 83000 GWh, a pari merito con la Svezia. Precedono il Bel Paese la Germania (121000 GWh) e la Spagna (87000 GWh). A livello mondiale la posizione italiana risulta essere penalizzata dal settore idroelettrico nel quale alcuni Paesi, come si può osservare in Figura 47, hanno una produzione che supera addirittura l'intera produzione da FER nostrana.

Per quanto riguarda invece gli investimenti nel settore delle rinnovabili l'Italia si colloca al quinto posto a livello mondiale, secondo dati 2012. Davanti a noi Giappone, Germania, USA e Cina.

Terminata l'analisi dei confronti internazionali è tempo di determinare quanto le fonti fossili siano importanti nel soddisfacimento del fabbisogno nazionale di elettricità. Tale operazione si rivela necessaria per far comprendere come le fonti fossili siano ancora fondamentali nella politica energetica nazionale. In Figura 52 è analizzata la produzione di energia elettrica in Italia per singola tipologia di fonte, includendo anche l'energia importata.

Figura 52: Contributo percentuale fonti energetiche a fabbisogno nazionale, anno 2011



Fonte dati Figura 52: Nostra elaborazione su dati GSE

Da Figura 52 si evince che il fabbisogno elettrico nazionale risulta essere soddisfatto per il 42.3 % dal gas naturale, prima fonte energetica a livello nazionale. Le importazioni di energia elettrica occupano il secondo posto con il 13.7 %. Segue l'idroelettrico con 13.6 %. Il carbone soddisfa il 12.2 % del fabbisogno elettrico nazionale. Degna di nota è anche la percentuale degli Altri Combustibili con il 7.4 %. Seguono il solare fotovoltaico (3.2 %), le bioenergie (3.1 %), l'eolico (2.9 %) e il geotermoelettrico (1.6 %). L'analisi riportata in Figura 52 permette di evincere che il fabbisogno elettrico nazionale è ancora in gran parte soddisfatto mediante l'utilizzo delle fonti fossili.

Sommando le percentuali di gas naturale, carbone e altri combustibili si ottiene un 62%, una quota percentuale molto alta. Importante è anche la voce Importazioni che indica come il nostro sistema energetico dipenda per il 13.7% da energia elettrica prodotta oltre confine. È necessario inoltre sottolineare che le fonti fossili utilizzate per la generazione elettrica sono in gran parte importate e poi “bruciate” in Italia. Tale fatto rende ancora più evidente la dipendenza italiana dall'estero. Vi è però un dato importante: la produzione da FER in Italia continua a crescere e ad aumentare il proprio peso percentuale nel soddisfacimento del fabbisogno energetico nazionale. L'analisi sin qui svolta permette di affermare quanto segue: il futuro energetico nazionale sarà caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione e importanza delle fonti rinnovabili. Occorre tuttavia porre grande attenzione anche alle politiche energetiche riguardanti lo sfruttamento delle fonti fossili; infatti, per quanto le fonti alternative registrino tassi di crescita straordinari, esse sono ben lontane dal soddisfare completamente o in gran parte il nostro fabbisogno elettrico. Motivo questo che permette di capire come le politiche di approvvigionamento delle fonti fossili e la realizzazione di idonee infrastrutture per la loro importazione siano necessarie e fondamentali per sostenere il sistema Paese. È impensabile ipotizzare un futuro *total renewable* per l'Italia, se non in un'ottica temporale che esula dal presente lavoro. Vi è però una certezza: occorre proseguire con decisione nel percorso di promozione e sviluppo delle FER per garantire all'Italia tutta una serie di benefici ambientali, economici e sociali che solo le fonti alternative possono fornire.

Una domanda sorge spontanea: a che punto siamo col raggiungimento degli obiettivi UE al 2020 nel settore elettrico? Orbene, l'Italia al 2020 dovrà ottenere il 26.4% della propria elettricità dallo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Tale traguardo è già stato raggiunto: nel 2012 infatti il 27.13% dell'energia elettrica consumata a livello nazionale proviene da FER. Con otto anni di anticipo si è raggiunto l'obiettivo per quel che riguarda il settore elettrico. Certo tale risultato è stato facilitato dal calo dei consumi nazionali, tuttavia negli anni a venire ci si aspetta un ulteriore aumento del peso percentuale delle fonti alternative. Alla luce di questo brillante risultato la SEN (Strategia Energetica Nazionale) ha stabilito un nuovo target al 2020: il 35% dell'elettricità dovrà essere fornito da FER. Per quel che riguarda invece i consumi energetici finali l'obiettivo al 2020 è la copertura del 17% mediante FER. Ebbene nel

2012 le FER soddisfano il 13% dei consumi finali di energia, motivo per cui l'obiettivo sembra essere perfettamente raggiungibile.

Prima di concludere è interessante analizzare la composizione della bolletta elettrica del cittadino italiano. Molto spesso si assiste a stime molto diverse tra loro nel dire quanto effettivamente pesino le incentivazioni alle fonti rinnovabili. Si sa inoltre che le incentivazioni giocano un ruolo fondamentale nel trainare la crescita delle FER. Nel 2012 il peso degli incentivi alle rinnovabili assorbe il 15% del valore della bolletta media per una famiglia italiana. Le altre voci, con relativi pesi percentuali, sono: energia ed approvvigionamento (54 %), costi di distribuzione e misura energia (3 %), imposte (13 %) e oneri di sistema e incentivi alle assimilate (15 %). Un dato di fatto è però presente: le famiglie italiane pagano bollette sempre più care. Negli ultimi dieci anni il costo medio della bolletta elettrica annuale per una famiglia è passato dai 338.43 € del 2002 ai 515.31 € del 2012. Il gran aumento è tuttavia dovuto non tanto all'aumento delle incentivazioni delle fonti rinnovabili, quanto piuttosto all'andamento del prezzo del petrolio, il quale influenza la voce "energia ed approvvigionamento". Certo le politiche di incentivazione vanno rivisitate per ridurre gli sprechi e limitare la speculazione, ma occorre rivedere molte voci della bolletta senza scaricare tutta la colpa sulle FER. Di notevole entità permangono le incentivazioni ancora concesse alle centrali ad olio combustibile, i costi del decommissioning dal nucleare, i regimi speciali garantiti alle isole e altre voci che esulano dal presente lavoro. Il costo dell'energia è un problema quanto mai fondamentale per l'Italia ed è una questione che deve essere affrontata con coerenza e impegno, pena l'inefficace funzionamento del sistema Paese.

Il sempre maggior investimento nelle fonti rinnovabili non può però prescindere da un aspetto fondamentale: l'impossibilità attuale e futura di sostituire completamente le fonti fossili. Il World Energy Outlook del 2012, curato dall'International Energy Agency, fa notare che negli anni a venire circa la metà della nuova energia elettrica immessa in rete proverrà da FER. Il Rapporto stima inoltre che, grazie alle nuove politiche di efficienza energetica, i consumi a livello mondiale potranno essere ridotti di un quinto. Nonostante queste buone notizie, le associazioni di stampo ambientalista lamentano che occorre raggiungere nel 2035 la copertura del 65% del fabbisogno elettrico mondiale con le fonti rinnovabili, pena un aumento del surriscaldamento globale di notevole entità. L'IEA segnala che nel mondo ci sono 700 progetti in fase di

approvazione per nuove centrali a carbone. Questo è un problema che caratterizza anche l'Europa, dove si sta avendo un aumento del consumo di carbone e una costruzione di nuove centrali. Tale tendenza, seppur destinata ad estinguersi nel giro di pochi anni, è dovuta alla sostanziale economicità del carbone rispetto al gas naturale. Anche in Italia sono quattro i progetti di nuove centrali a carbone in fase di approvazione. Tuttavia il Bel Paese rimane in parte isolato da questa “frenetica corsa” al carbone, prediligendo il gas naturale. Nonostante ciò si rivela necessario proseguire con decisione nell'implementazione di idonee strategie per aumentare l'utilizzo e la diffusione delle FER. Questo arduo compito può essere facilitato dal fatto che il costo dell'energia ottenuta da fonti rinnovabili sta raggiungendo in molte aree la grid parity con le fonti fossili. Ciò significa che, nel giro di pochi anni, tali fonti potranno competere senza bisogno di incentivazioni, il che si tradurrebbe in un importante risparmio sulla bolletta energetica. È presto per affermare come sarà l'Italia nel 2035, tuttavia si ritiene utile il ridisegno della politica energetica in un'ottica di realismo, ossia senza abbandonare le fonti fossili ma riprogettandone lo sfruttamento e l'approvvigionamento, e di lungimiranza, ossia pensare che un maggior uso delle FER porti i già citati benefici ambientali, economici e sociali. In un mondo sempre più competitivo e globale, occorre rendere il nostro Paese in grado di stare al passo con le maggiori nazioni in molti ambiti, energia compresa.

BIBLIOGRAFIA

1. www.gse.it
2. www.enelgreenpower.it
3. www.legambiente.it
4. www.qualenergia.it
5. www.enel.it
6. www.eni.it
7. www.irena.org
8. www.iea.org
9. www.mercatoelettrico.org
10. www.terna.it
11. www.miniambiente.it
12. www.provincia.belluno.it
13. www.governo.it
14. www.falcade.com
15. www.europa.eu
16. www.edison.it
17. www.provincia.bz.it
18. www.regione.veneto.it
19. www.lumieimpianti.it
20. www.gianodo.it
21. www.agoravox.it
22. www.bp.com
23. www.camera.it
24. www.comune.torino.it
25. www.cipra.org