



CLUB ALPINO ITALIANO

Commissione Centrale per la Tutela dell'Ambiente Montano

PROBLEMI ENERGETICI E AMBIENTE

Seconda edizione aggiornata e ampliata

(in occasione del trentesimo anniversario della CCTAM)

PRESENTAZIONE

L'Energia è tra i temi più affascinanti ed essenziali per la vita sulla Terra; si offre in forme diverse ed è presente ovunque con noi. Tutto ciò che accade ruota attorno a questa grandezza fisica e ogni movimento, ogni cambiamento è governato da flussi di energia. Le stesse dinamiche della montagna sono frutto di questa realtà, con le estese foreste e la ricchezza di acqua.

L'Energia riesce a passare da un sistema all'altro: l'acqua può essere imbrigliata e genera altro movimento, dai mulini ai rotanti generatori elettrici; legna e carbone possono essere bruciati e diventare altro; l'energia del sole raccolta e conservata.

I cicli in natura sono dinamici e tutto si trasforma secondo la regola centrale del principio di conservazione dell'energia ed è così che la Fisica ha scoperto e studiato altre forme di energia e particelle nuove. Un percorso cognitivo che pone sempre più attenzione alle trasformazioni reversibili e irreversibili ed all'incidenza di ogni passaggio come fonte di inquinamento che incide sempre più sul futuro della vita.

L'attuale riflessione sull'uso e sulla produzione di energia è scientificamente ed eticamente doverosa considerando che la Terra è un grande sistema isolato che trattiene tutto ciò che produciamo. Ed oggi siamo in grado di produrre inquinanti tali da lasciare pesanti e pericolose eredità alle generazioni che verranno.

Non si tratta di agire localmente, ma di avere una visione globale delle situazioni e dei problemi, indotti dai rischi del cambiamento climatico e dall'incremento demografico. I problemi energetici e quelli ambientali interessano il nostro pianeta con implicazioni socio-economiche e gestionali nelle scelte e nei relativi interventi.

Non è semplice trovare il bandolo della matassa e questa pubblicazione della CCTAM fornisce indicazioni tecniche, modelli di riferimento, dati di base e stimoli alla riflessione. Tra gli obiettivi quello di indurre attenzione e sensibilità favorendo la diffusione di una "cultura dell'energia e della sostenibilità" tra risparmio e consapevolezza, per un decisivo cambiamento del nostro stile di vita.

Filippo Di Donato
Presidente CCTAM del CAI

INDICE

Cap.		pag.
	PRESENTAZIONE	2
1	PREMESSA	5
2	GLOSSARIO E DEFINIZIONI TECNICHE	5
3	LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA E IN EUROPA	6
3.1	Modalità di produzione	6
3.2	Le fonti primarie per la produzione elettrica	8
3.3	Considerazioni sul sistema produttivo e utilizzatore italiano	9
4	ELETTROGENERAZIONE DA FER	13
4.1	Modalità incentivanti	13
4.2	Caratteristiche, applicazioni e impatto ambientale degli IAFR	17
5	I COSTI DEGLI IAFR	39
6	EVOLUZIONE, PROBLEMI E PROSPETTIVE DEGLI IAFR IN ITALIA	40
6.1	Sviluppo storico	40
6.2	Problemi gestionali degli IAFR	43
6.3	Prospettive di sviluppo degli IAFR	47
7	PRODUZIONE ENERGETICA E AMBIENTE	51
7.1	Le emissioni clima-alteranti	51
7.2	Contributi alla riduzione delle emissioni clima-alteranti	52
7.3	Costi ambientali	53
8	EFFICIENZA E RISPARMIO ENERGETICO	55
9	RISORSE E POLITICHE ENERGETICHE	58
9.1	Un mondo energetico in rapido cambiamento	58
9.2	Risorse fossili	59
9.3	Altre risorse	61
10	Definizione di ambiente e impatto ambientale	63
 APPENDICI :		
Appendice A	La posizione del CAI sulle FER	64
Appendice B	Elementi normativi	65
Appendice C	Il Deflusso Minimo Vitale (DMV)	76
Appendice D	La Convenzione delle Alpi	79

PROBLEMI ENERGETICI E AMBIENTE

1. PREMESSA

I problemi energetici e quelli ambientali che stanno interessando globalmente il nostro pianeta sono strettamente interconnessi, sia per le ripercussioni ambientali dirette degli impianti di estrazione e sfruttamento delle varie fonti energetiche, sia per quelle indirette. Si consideri che, in un paese industrialmente sviluppato come l'Italia, quasi il 30% delle emissioni in atmosfera, responsabili anche dell'effetto serra, sono attribuite all'industria energetica. Inoltre, per la prima volta nella sua storia evolutiva, il nostro pianeta ospita oltre sette miliardi di esseri umani, buona parte dei quali stanno rincorrendo obiettivi di sviluppo che abbisognano di fonti energetiche.

Perciò la Commissione Centrale Tutela Ambiente Montano (CCTAM) ha rinnovato l'impegno per la riedizione aggiornata di questo Quaderno, pure dovuto:

- Alla notevole evoluzione indotta dall'incremento dell'uso di fonti rinnovabili nella produzione italiana di energia elettrica, nei pochi anni trascorsi dalla prima edizione
- Alle segnalazioni di interesse di soci e operatori TAM per l'argomento, a volte trattato parzialmente sulla stampa sociale
- All'impegno espresso dal CAI nelle proprie linee programmatiche, con particolare riferimento al punto 7 del "Nuovo Bidecalogo".

Nell'affrontare questa rassegna degli aspetti tecnici e ambientali inerenti la produzione e l'uso dell'energia (con prevalente riferimento a quella elettrica), dedicata particolarmente agli operatori ambientali del Club alpino italiano, corre l'obbligo di premettere che quanto esposto nel seguito vuole essere una sintesi del vasto insieme riguardante il comparto energetico, in modo da fornire i principali elementi di conoscenza e valutazione della complessa problematica relativa a detto settore. A tale riguardo, in questa edizione viene introdotta una breve trattazione della fase evolutiva in atto in Italia e in Europa, conseguente al recente sensibile sviluppo produttivo da fonti rinnovabili sollecitato da direttive della Comunità Europea.

Al fine di fornire una chiara possibilità di lettura del presente opuscolo anche ai meno esperti, nel seguito sono riportate le principali definizioni dei termini tecnici usati nel testo. Tali definizioni si avvalgono di alcune similitudini al fine di facilitarne la comprensione.

2. GLOSSARIO E DEFINIZIONI TECNICHE

Elettricità: fenomeno dovuto a dissociazione di particelle atomiche che assumono cariche elettriche opposte.

Corrente (elettrica): trasferimento o scorrimento di cariche elettriche in un corpo

conduttore, esprimibile con l'unità di misura *ampère (A)*.

Generatore (elettrico): macchina paragonabile ad una pompa in grado di far scorrere cariche elettriche in un conduttore.

Tensione (elettrica): differenza di potenziale elettrico all'uscita di un generatore, espressa con l'unità di misura *volt (V)*; è paragonabile alla pressione generata da una pompa.

Potenza (elettrica): lavoro o energia elettrica nell'unità di tempo (ottenibile dal prodotto di tensione e corrente), la cui unità di misura è il *watt (W)*.

Energia (elettrica): è la quantità di lavoro elettrico fornito da un generatore, corrispondente alla potenza sviluppata nel tempo; è espressa in wattora (Wh) o suoi multipli: - chilowattora (kWh = $W \times 10^3$) - megawattora (MWh = $W \times 10^6$) - gigawattora (GWh = $W \times 10^9$) - terawattora (TWh = $W \times 10^{12}$).

Potenza efficiente o installata: tralasciando le sottili distinzioni tra i due termini, è il valore di potenza nominale globale dei generatori installati in un sistema produttivo di elettricità, grosso modo corrispondente alla potenza massima producibile.

Potenza richiesta: è il valore di potenza utilizzata in un dato istante dal sistema di utenze.

Energia richiesta: è il valore dell'energia richiesta e utilizzata in un determinato periodo di tempo.

Rendimento: il rendimento di una trasformazione energetica è espresso dal rapporto percentuale tra energia ottenuta ed energia primaria fornita.

Corrente continua: corrente unidirezionale prodotta da un generatore a polarità costanti.

Corrente alternata: corrente prodotta da un generatore con alternanza di polarità positive e negative nel tempo, in modo sinusoidale e con frequenza costante.

Bassa - media - alta tensione: sono generalmente considerati a *bassa tensione* gli impianti funzionanti a valori di tensione inferiori a 1000 V, a *media tensione* quelli con valori compresi fra 1000 V e 35 kV, ad *alta tensione* quelli con valori compresi tra 35 e 220 kV, ad *altissima tensione* quelli superiori a 220 kV.

3. LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

3.1 Modalità di produzione

La maggior parte dell'energia elettrica oggi utilizzata è ottenuta dalla conversione o trasformazione delle cosiddette "fonti primarie", che possono sviluppare:

- *Energia termica* (carbone, petrolio, gas, fissione nucleare, masse vegetali e rifiuti solidi urbani)
- *Energia meccanica* (flussi o getti di acqua, vapore o gas in pressione opportunamente convogliati in turbine, o la forza del vento sulle pale di un aerogeneratore)

Un'altra importante fonte primaria è la *radiazione solare*, convertibile in energia elettrica con sistemi fotovoltaici e termodinamici, descritti nel seguito.

Gli elettro-generatori più comunemente usati a livello industriale sono macchine rotanti, interagenti con campi magnetici, che convertono una forza meccanica applicata al loro asse in una potenza elettrica. Pertanto, l'energia fornita da una turbina idraulica potrà essere direttamente e quasi totalmente convertita in energia elettrica, mentre l'uso di combustibili comporta una doppia conversione, nel senso che occorre prima trasformare l'energia termica della combustione in energia meccanica (sotto forma di vapore o gas in pressione), che azionerà poi il gruppo turbina-generatore da cui si otterrà energia elettrica. Questa doppia conversione comporta però una grande dispersione di calore, solo in parte recuperabile (*cogenerazione*) per un eventuale teleriscaldamento. Per cui il rendimento di questa trasformazione energetica è anche inferiore al 40% in una centrale termica tradizionale e aumenta intorno al 56% nelle moderne centrali turbogas a ciclo combinato. Quest'ultima tecnologia utilizza gas metano come combustibile e, a parità d'energia prodotta rispetto ad un impianto tradizionale, consuma meno energia primaria, non produce emissioni solforose e polveri ed emette circa la metà di anidride carbonica e di ossidi di azoto.

Le principali modalità di produzione dell'energia elettrica sono solitamente definite e distinte secondo il metodo o le fonti di energia primaria utilizzate.

Le seguenti definizioni distinguono secondo la prassi e la legislazione vigente le produzioni elettriche e/o i relativi impianti.

Energia da fonti non rinnovabili o convenzionali

Gli impianti che producono energia da fonti non rinnovabili sono denominati:

- *Termoelettrici*: quando la fonte primaria di energia utilizzata è costituita dalla combustione di prodotti fossili (carbone, petrolio, gas, torba, ecc.)
- *Termonucleari o nucleo-termoelettrici*: quando la fonte primaria è costituita dall'effetto termico ottenuto dalla fissione controllata del nucleo atomico di particolari elementi opportunamente trattati

Energia da fonti rinnovabili

Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (per brevità definiti con l'acronimo IAFR) possono essere:

- *Geotermoelettrici*: quando la fonte primaria di energia è costituita da vapore endogeno terrestre
- *Idroelettrici*: quando la fonte primaria è costituita da forza idraulica, fornita da acqua fluente, o derivata in pressione da bacino o da serbatoio
- *Fotovoltaici*: quando l'elettrogenazione è ottenuta dalla conversione fotovoltaica della radiazione solare
- *Solari termici*: quando la radiazione solare fornisce l'energia termica utile per una

- produzione termoelettrica o per integrare i fabbisogni termici degli edifici
- *Eolici*: quando sono costituiti da aerogeneratori di vario tipo, azionati dalla forza del vento
 - *Marini*: quando sono azionati dalla forza delle maree, del moto ondoso o di correnti marine
 - *A biogas*: quando si ha produzione elettrica dalla combustione di gas ottenuti per fermentazione di deiezioni animali, scarti vegetali e rifiuti urbani biodegradabili
 - *A biomassa*: quando si ha produzione termoelettrica da combustione di masse e detriti legnosi, scarti vegetali e rifiuti solidi urbani
 - *Elettrogeni diesel*: quando i motori a combustione interna degli elettrogeni sono alimentati esclusivamente con oli di origine vegetale (riconosciuti come IAFR soltanto da alcune regioni).

3.2 Le fonti primarie per la produzione elettrica

La Tab. 1 mette a confronto la composizione percentuale delle fonti primarie utilizzate per la produzione elettrica in Italia e nei principali stati europei, con le variazioni intervenute dal 2001 al 2012, nonché quella media europea e mondiale.

I dati in tabella evidenziano che dal 2001 in poi la produzione europea e soprattutto italiana da fonti rinnovabili ha visto significativi incrementi per effetto di provvedimenti legislativi incentivanti, come meglio precisato nel seguito. In detto periodo è da rilevare in Italia la marcata riduzione di fonti petrolifere compensate da maggior uso di gas, carbone e rinnovabili.

Fonti primarie	Germania		Francia		Italia		Europa	Mondo
	2001	2012	2001	2012	2001	2012	2012	2012
	%	%	%	%	%	%	%	%
Petrolio	1,0	1,4	2,0	1,2	30	7,9	1,9	7,0
Carbone	55	46	6,0	3,2	9,0	16	23,6	40
Gas	10	13,5	1,0	4,4	36	41,6	20,7	20
Nucleare	28	16,6	78	74,8	—	—	25,8	15
Rinnovabili	6,0	22,4	13	16,4	21,5	31,7	27,7	18
Altre	—	—	—	—	3,5	2,8	0,4	—

Tab. 1. Confronto della composizione delle fonti primarie per la produzione di energia elettrica tra alcuni paesi europei e la media Europea e mondiale (dati 2001: fonte U-NIPEDE; dati 2012: fonte ENTSOE e WEC).

A livello mondiale, è poi evidente il preponderante uso del carbone, in quanto risulta essere la fonte fossile d'energia meno costosa, più disponibile sul mercato ed equamente distribuita nei continenti; però il suo uso, senza adeguato trattamento delle emissioni in atmosfera, può essere il più inquinante tra le fonti fossili.

Un'altra tendenza significativa rilevabile è la riduzione della produzione da fonte atomica, causata dal progressivo invecchiamento delle centrali esistenti e dalla rinuncia di molti paesi al rinnovo di tali impianti per la rischiosità della tecnologia attuale a fronte di eventi incontrollabili.

3.3 Considerazioni sul sistema produttivo ed utilizzatore italiano

Dal confronto dei dati riportati nella precedente Tab. 1 si evidenzia che il sistema produttivo dei principali stati europei non è omogeneo nell'uso delle fonti primarie e quindi, per conseguenti diversità impiantistiche, anche nella disponibilità di energia. Ma, essendovi un'estesa interconnessione a rete del sistema elettrico europeo, le eccedenze produttive di un paese possono compensare le carenze di un altro. Detto sistema funziona quindi come un "grande serbatoio di energia", gestito da un mercato in cui è possibile effettuare interscambi elettrici secondo le necessità e le opportunità dei vari paesi.

L'Italia, anche per aver rinunciato da quasi un trentennio alla produzione nucleotermoelettrica¹, importa dal mercato elettrico europeo una parte del proprio fabbisogno di energia elettrica.

Nei diagrammi che seguono, in Fig.1, risulta evidente nella composizione giornaliera della potenza richiesta dalla rete italiana che una parte variabile di questa è importata dall'estero, secondo le necessità o le convenienze del mercato elettrico interno.

A tale proposito occorre precisare che una parte (circa il 3%) dell'energia a basso costo importata dall'estero è utilizzata per incrementare la produzione idroelettrica italiana avvalendosi di acqua pompata in ore notturne in bacini di raccolta in quota. Ciò è conveniente perché gli impianti nucleo-termoelettrici (francesi, svizzeri e quelli acquisiti all'estero da ENEL) dovendo per necessità funzionali mantenere un ciclo di produzione continuo, anche in ore notturne caratterizzate da scarsa richiesta, rendono disponibile un'energia a prezzo ridotto per legge di mercato.

In tal modo, la risorsa idrica accumulata può incrementare la più flessibile produzione idroelettrica, generalmente utilizzata in ore diurne ad alta richiesta di potenza, a cui

¹ A tale riguardo, poiché il problema delle centrali nucleo-termoelettriche italiane viene periodicamente rispolverato, corre necessità di chiarire che i ripetuti risultati referendari che portarono al blocco del funzionamento e della costruzione di questi impianti, non sono soltanto un effetto emotivo conseguente ai gravi incidenti avvenuti (Cernobyl e Fukushima), ma sono supportati da seri motivi logistici e di sicurezza, concernenti eventi incontrollabili e i problemi, tutt'ora irrisolti, di smaltimento delle scorie radioattive delle centrali dismesse.

corrispondono sul mercato elettrico prezzi più elevati dell'energia.

I diagrammi di Fig. 1 rendono l'idea di quanto sopra, mostrando i contributi di potenza forniti dai diversi settori produttivi, in due giorni feriali di stagioni diverse. In particolare, da questi si può rilevare:

- Una potenza fornita al pompaggio in ore notturne (*sottile fascia nera*)
- Un andamento giornaliero della potenza totale modulato dalle richieste orarie dell'utenza, con diverso carattere stagionale
- Una produzione dei settori termico e idrico (*fasce rosse e blu*) modulata a soddisfare le punte di potenza, in relazione anche alle variazioni limitatamente programmabili delle produzioni eoliche e fotovoltaiche (*zone in azzurro*)
- La fornitura estera (*fascia gialla*) apporta un contributo di potenza quasi costante, o di base, con modulazione di lungo periodo
- Il settore geotermico fornisce un piccolo ma costante contributo di base (*sottile fascia rosa*)

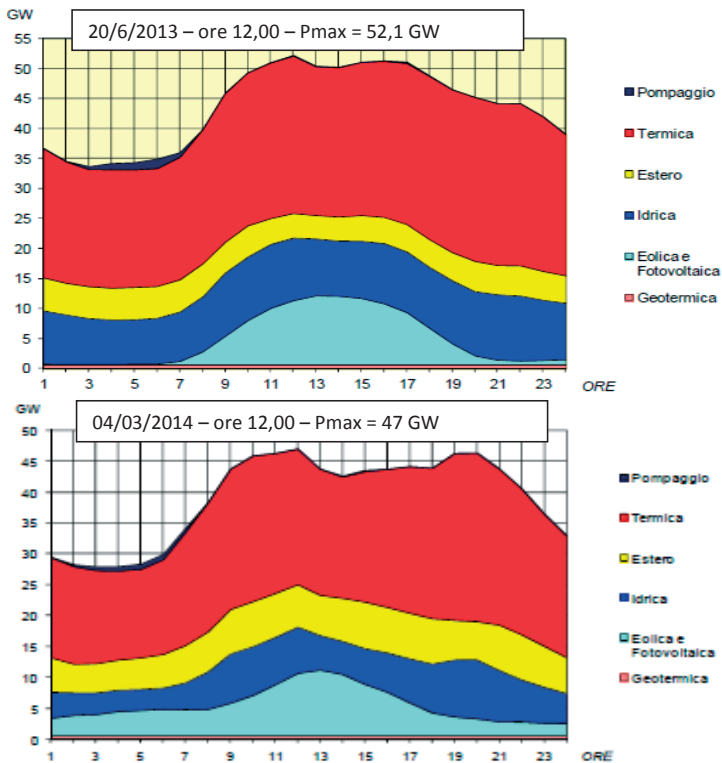
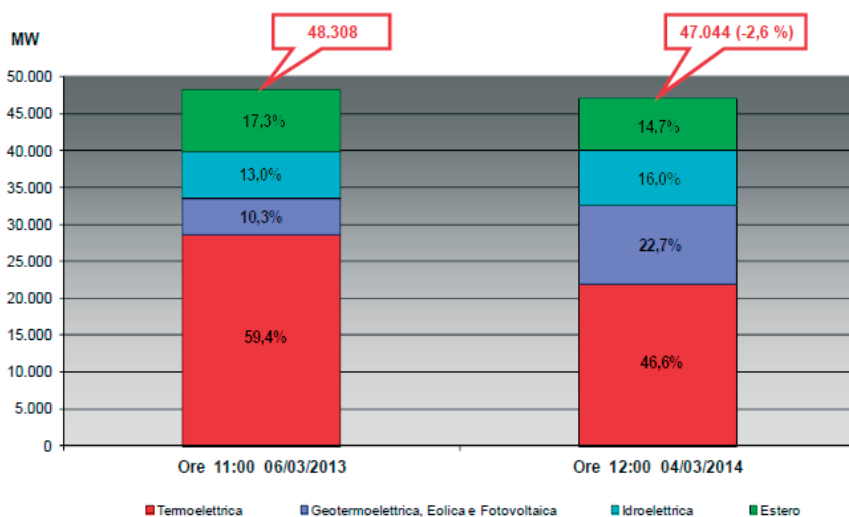


Fig. 1. Diagrammi dei fabbisogni di potenza elettrica in giorni di punta dei mese di giugno 2013 e marzo 2014 (Fonte: TERNA S.p.A.).

Detti diagrammi evidenziano anche la discontinuità della produzione eolica e fotovoltaica, quest'ultima concentrata nelle ore di maggior insolazione, ben rappresentate dalle aree in azzurro nei due casi raffigurati. Questa discontinuità comporta:

- Una variabilità del contributo di queste fonti rinnovabili alla copertura del fabbisogno giornaliero di potenza, quantificata in Fig. 2 nel caso di due giornate analoghe in anni successivi, le cui differenze sono attribuibili essenzialmente alle diverse condizioni atmosferiche
- La necessità di mantenere una riserva impiantistica produttiva, rappresentata per lo più da centrali turbogas a ciclo combinato, in grado di intervenire rapidamente a coprire il fabbisogno di potenza



Dati al netto dei servizi ausiliari delle produzioni e dei consumi per pompaggio

Fig. 2. Copertura del fabbisogno di potenza nel giorno di punta dei mesi di marzo 2013 e 2014 (Fonte: TERNA S.p.A.).

Oltre alle dinamiche giornaliere e stagionali, il sistema produttivo italiano di energia elettrica è stato interessato, specialmente nell'ultimo decennio, da un'evoluzione nell'uso delle fonti primarie, ben raffigurata nel grafico di Fig. 3, in cui si rileva:

- Una drastica riduzione della produzione da prodotti petroliferi, compensata da un maggior uso di gas, determinata sia da convenienze di mercato per questi combustibili, sia dagli obblighi di riduzione delle emissioni gassose
- Una successiva contrazione negli ultimi anni della produzione da gas, compensata dal notevole incremento di quella ottenuta da FER
- Una significativa produzione ottenuta dal carbone che, se usato in impianti con

moderni abbattimenti dei fiumi, costituisce la fonte fossile d'energia più disponibile e a minor costo

- Le variazioni delle produzioni totali annue conseguenti alle intervenute variazioni dei consumi

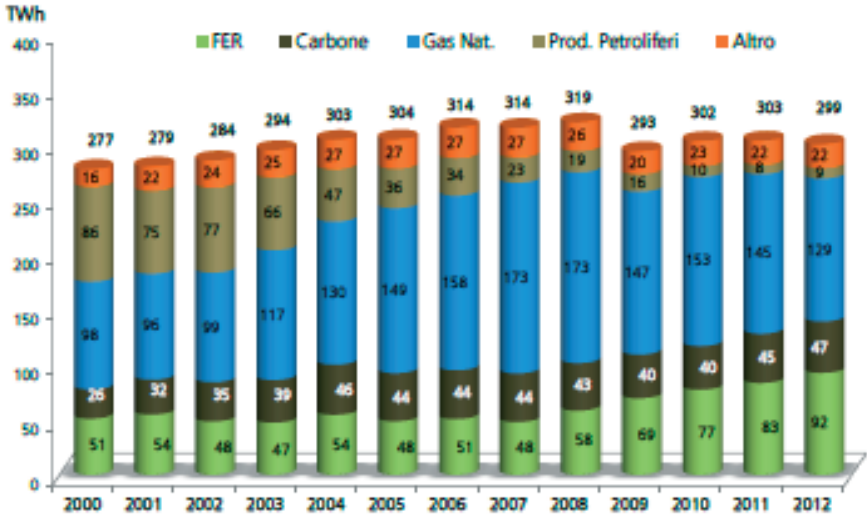


Fig. 3. Variazioni delle fonti primarie nella produzione elettrica lorda totale in Italia (Fonte: GSE, 2013).

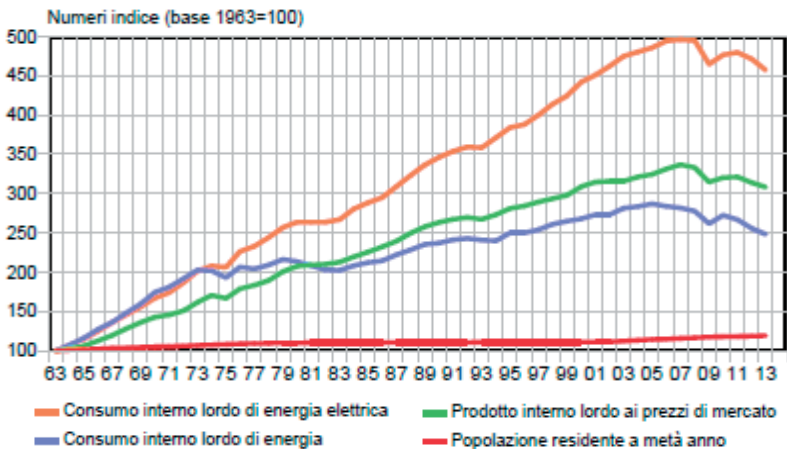


Fig. 4. Popolazione, reddito e consumi energetici in Italia (Fonte: TERNA S.p.A.).

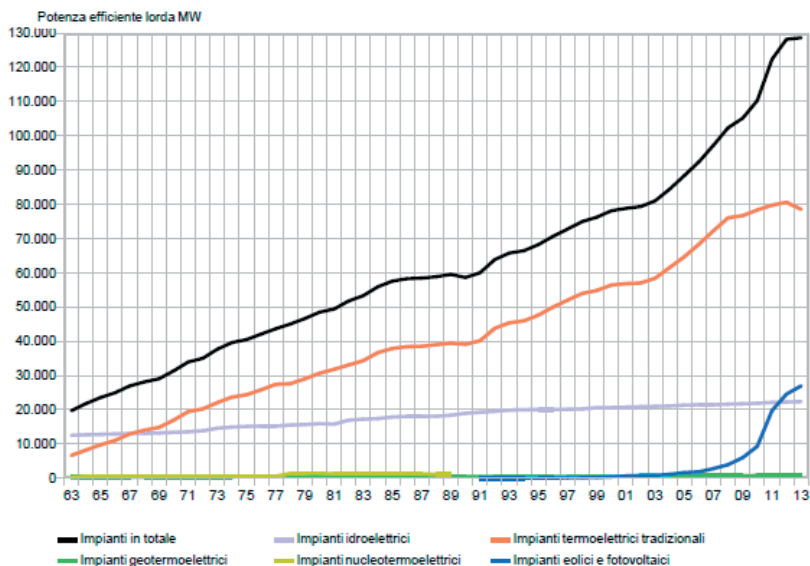


Fig. 5. Potenza efficiente impianti elettrici di generazione (Fonte: TERNA S.p.A.).

I consumi italiani di energia elettrica hanno avuto una considerevole crescita nel secolo scorso, ma in questi ultimi anni stanno subendo delle sensibili flessioni soprattutto in relazione alla crisi economica in atto dal 2008-2009.

Tuttavia, si ritiene che alla riduzione di detti consumi contribuiscano anche le varie forme di risparmio energetico che si vanno diffondendo progressivamente, sostenute da direttive CE e dalle incentivazioni fiscali adottate.

Il grafico di Fig. 4 mette in evidenza l'andamento degli indici dei consumi elettrici in Italia dal 1963 al 2013, raffrontato con quelli energetici globali, con il prodotto interno lordo di beni e servizi del sistema economico e con quelli della popolazione residente. La Fig. 5 mostra, per lo stesso periodo, lo sviluppo di potenza efficiente dei diversi impianti di generazione elettrica.

4. ELETTROGENERAZIONE DA FONTI RINNOVABILI (FER)

4.1 Modalità incentivanti

Gli incentivi alle rinnovabili, anche se ridimensionati dai D.M. del luglio 2012, protrarranno i loro effetti economici a carico dell'utenza per almeno un altro ventennio; pertanto, si ritiene utile esporre in sintesi le loro modalità di applicazione e la loro evoluzione. I riferimenti normativi di quanto esposto nel seguito, sono riportati nell'appendice B.

4.1.1 Incentivi al fotovoltaico

Dopo alcuni primi tentativi di poco successo con finanziamenti in conto capitale, l'Italia, recependo la Direttiva CE 2001/77, dal 2005 al 2013 incentivò gli impianti fotovoltaici mediante la remunerazione dell'energia elettrica prodotta. A tal fine fu istituito il cosiddetto Conto Energia, che attraverso 5 successive tappe applicative nell'arco di detto periodo, regolò e modulò per diverse taglie e tipi di impianto dette remunerazioni in modo più o meno premiante secondo le risposte di accesso e l'onere gravante sulle tariffe elettriche. Si passò così dalle generosissime tariffe del secondo Conto Energia del 2007 (che arrivò a pagare 0,49 euro/kWh per impianti integrati fino a 3 kW) a quelle più articolate e moderatamente ridotte dei successivi.

La Tab. 2 illustra le tariffe incentivanti applicate con il quinto conto energia (D.M. 5 luglio 2012), il quale ha cessato la sua validità in data 6 luglio 2013. Da allora, gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione godono esclusivamente delle incentivazioni:

- Legate alle detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edilizie (risoluzione dell'Agenzia delle Entrate n. 22/E del 2 aprile 2013), nel caso di clienti privati
- Basate sulle agevolazioni previste dal D.L. 69/2013, nel caso delle aziende
- Ottenute attraverso i Titoli di Efficienza Energetica; in questo caso l'incentivazione è valida per qualsiasi soggetto (quindi anche per la Pubblica Amministrazione), ma il processo deve obbligatoriamente essere gestito da una Energy Service Company (ESCO), ai sensi del D.Lgs. 102/2014

Intervallo di potenza (kW)	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omni-comprensiva (€/MWh)	Tariffa premio autoconsumo (€/MWh)	Tariffa omni-comprensiva (€/MWh)	Tariffa premio autoconsumo (€/MWh)
$1 \leq P \leq 3$	208	126	201	119
$3 < P \leq 20$	196	114	189	107
$20 < P \leq 200$	175	93	168	86
$200 < P \leq$	142	60	135	53
$1000 < P \leq$	126	44	120	38
$P > 5000$	119	37	113	31

Tab. 2. Tariffe incentivanti previste dal D.M. 5 luglio 2012, valide per gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 6 luglio 2013.

Il 20 agosto 2014 è stata pubblicata la Legge 11 agosto 2014 n. 116 di conversione del D.L. 24 giugno 2014, n. 91 (c.d. "Decreto competitività" o "spalma incentivi"). In base ad essa, dal secondo semestre del 2014 il GSE eroga le tariffe incentivanti per gli impianti fotovoltaici installati, funzionanti ed incentivati con uno qualsiasi dei conto e-

nergia attraverso rate mensili costanti, in misura pari al 90% della producibilità media annua stimata di ciascun impianto ed effettua il conguaglio, in relazione alla produzione effettiva, entro il 30 giugno dell'anno successivo.

Inoltre, da gennaio 2015 gli incentivi per l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici installati, funzionanti ed incentivati con uno qualsiasi dei conto energia, di potenza nominale superiore a 200 kW, sono rimodulati a scelta dell'operatore, che può optare tra queste tre alternative:

- 1) La tariffa è erogata per un periodo di 24 anni, decorrente dall'entrata in esercizio degli impianti, ed è ricalcolata secondo le percentuali di riduzione indicate nell'allegato 2
- 2) L'incentivo è erogato in 20 anni e rimodulato secondo modalità da individuare entro il 1 ottobre 2014 con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico. I calcoli saranno effettuati simulando l'adesione di tutti gli operatori e ponendosi come obiettivo un risparmio di 600 milioni di euro all'anno per il periodo 2015-2019, rispetto all'erogazione prevista con le tariffe vigenti
- 3) la tariffa incentivante è erogata in 20 anni e ridotta, per il periodo residuo di incentivazione, di una percentuale proporzionale alla potenza dell'impianto

Gli operatori devono comunicare la propria scelta al GSE. In caso contrario verrà applicata automaticamente la terza opzione. Per le tariffe onnicomprensive erogate ai sensi del quinto conto energia (D.M. 5 luglio 2012), le riduzioni si applicano alla sola componente incentivante.

4.1.2 Incentivi alle FER elettriche non fotovoltaiche

Fino al 31 dicembre 2012 era in vigore in Italia il sistema di incentivazioni alle FER elettriche differenti dalla fotovoltaica basato sui Certificati Verdi (CV). Si trattava di titoli che certificavano una quantità di energia elettrica prodotta da FER ed erano utilizzati per assolvere gli obblighi che i produttori o gli importatori di energia prodotta da fonti non rinnovabili avevano di immettere annualmente in rete una percentuale di energia derivante da FER.

I CV, rilasciati dal Gestore Servizi Elettrici (GSE), erano titoli trasferibili e commerciabili a valori di mercato. Istituiti con il D.L. 164/2000 per taglie da 100 MWh (valore poi ridotto a 50 MWh), dal 2008 furono emessi per taglie di 1 MWh per effetto delle Leggi 244 /2007 e 222/2007, che introdussero anche le seguenti modifiche:

- La quota d'obbligo di produzione da IAFR aumentò dello 0,75% all'anno fino al 2012, a partire dal 3,05% fissato per il 2006
- Dal 2008 i CV ebbero un valore di riferimento pari a 180 €/MWh meno il prezzo medio di cessione dell'energia dell'anno prima (circa 78 €/MWh nel 2008)
- I CV non utilizzati dopo un triennio dall'emissione sarebbero stati ritirati dal GSE e pagati al prezzo di riferimento (ridotto del 30% con il D.L. 78/2010)
- Per il calcolo del numero dei CV in base all'energia prodotta, a quest'ultima venivano applicati determinati coefficienti moltiplicatori, differenziati per FER

Fonte	Tariffa (€/MWh)
Eolica (impianti di taglia inferiore a 200 kW)	300
Geotermica	200
Moto ondoso e mareomotrice	340
Idraulica (differente da quelle del punto precedente)	220
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi, ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE 73/2009	280
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi, ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE 73/2009	180

Tab. 3. *Tariffe onnicomprensive riconosciute all'energia incentivata (Legge Finanziaria 2008, così come modificata dalla L. 99/2009).*

Fonte	Coefficiente k
Eolica on shore	1,00
Eolica off shore	1,50
Geotermica	0,90
Moto ondoso e mareomotrice	1,80
Idraulica	1,00
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro o filiere corte	1,80
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli di cui al punto precedente	0,80

Tab. 4. *Coefficienti moltiplicativi per il calcolo del numero di CV (Legge Finanziaria 2008, così come modificata dalla L. 99/2009).*

- La tariffa onnicomprensiva venne applicata a IAFR con taglia inferiore o uguale a 1 MW (ridotta a 200 kW per impianti eolici on shore)
- L'energia riconosciuta IAFR doveva essere immessa in rete con priorità sull'energia prodotta da altre fonti

- Le tariffe furono differenziate per fonte, prevedendo un aggiornamento ogni tre anni mediante apposito Decreto Ministeriale.

Le tariffe omnicomprensive ed i coefficienti k in vigore al 31 dicembre 2012 sono riportati, rispettivamente, in Tab. 3 e Tab. 4.

4.1.3 La situazione attuale

Abbandonato (ai sensi del D.Lgs. 28/2011) il sistema dei CV, in vigore fino al 31 dicembre 2012, è stato sostituito da quello previsto dal Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 (detto “Delle rinnovabili elettriche diverse dalla fotovoltaica”) nella parte introduttiva del quale si afferma che *“il mix di energie rinnovabili (elettriche, termiche e l’efficienza energetica) per il futuro dovrà favorire le tecnologie più vantaggiose in termini di: -1. minor costo unitario; 2. maggiori ricadute sulla filiera economica del Paese; 3. minor impatto ambientale e sulle reti elettriche.”*

Gli incentivi si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento che entrano in esercizio a partire dal 1 Gennaio 2013, con una potenza elettrica nominale non inferiore ad 1 kW.

L’incentivo viene riconosciuto sulla sola energia elettrica netta immessa in rete.

Sono previste due differenti forme di calcolo ed applicazione degli incentivi, in base alla potenza elettrica nominale dell’impianto. La distinzione viene in questo caso fatta fra impianti di potenza fino ad 1 MW (mille kW) ed impianti di potenza superiore.

Il Decreto definisce anche una serie di “premi” che si possono aggiungere alla tariffa base, ai quali possono accedere particolari tipologie di impianti che rispettano determinati requisiti di esercizio (artt. 8, 26, 27, Allegato 1, Tabella 1.1 del Decreto).

Il Decreto ha inoltre introdotto dei “contingenti” massimi annuali di incentivi, erogabili in termini di potenze totali massime incentivabili, e differenti modalità di accesso agli stessi mediante: accesso diretto, aste, registri per interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento e ibridi, registri per rifacimenti.

Gli incentivi vengono erogati dal GSE per tutta la vita utile dell’impianto, stabilita nel Decreto stesso in base alle specifiche tipologie di impianto (All. 1 del Decreto).

4.2 Caratteristiche, applicazioni ed impatto ambientale degli IAFR

4.2.1 Impianti idroelettrici

Un impianto idroelettrico è realizzabile ove vi sia possibilità di sfruttare, mediante un sistema turbina – generatore, la forza idraulica di masse d’acqua in movimento, o in caduta su dislivelli utili, ed è dimensionabile secondo la portata d’acqua e l’altezza di caduta disponibile.

Gli impianti ad acqua fluente necessitano di notevole flusso idrico e modesti dislivelli di caduta, per cui tendono ad intercettare buona parte del corso d’acqua, ma la resti-

tuiscono a breve distanza. Gli impianti con condotta in pressione necessitano di minor portata idrica, ma su dislivelli di decine o centinaia di metri. Inoltre, per garantire una continuità funzionale, nel caso di regime discontinuo del flusso idrico, necessitano di opere di invaso, a bacino o a serbatoio, alimentate con derivazioni dei corsi d'acqua che comportano a volte la restituzione in zone lontane o su altri versanti, impoverendo quindi il patrimonio idrico della zona di prelievo.

Considerato che i possibili e più potenti impianti di questo tipo furono in Italia già realizzati intorno alla metà del secolo scorso, le recenti incentivazioni spingono a sfruttare le residue risorse idriche del territorio nazionale, un tempo ritenute non convenienti, sia con piccoli impianti automatizzati che possono raggiungere potenze di alcuni MW, sia derivando queste su impianti preesistenti.

Per soddisfare le esigenze energetiche di piccoli insediamenti isolati, possono essere realizzati micro-impianti mediante opere di presa, condutture e gruppo turbina-generatore installati in modo provvisorio o fisso, in grado di fornire potenze fino a qualche decina di kW, con trascurabile impatto ambientale,

Una indicazione delle potenzialità dei micro-impianti idroelettrici è fornita dalla Tab. 5, che riporta le potenze elettriche ottenibili in funzione del potenziale idrico utilizzabile. Dalla tabella si rileva che portate d'acqua di pochi litri al secondo e salti di alcune decine di metri possono essere sufficienti per una elettrogenazione minimale.

Salto netto H (m)	Portata idrica Q (litri/s)	Potenza producibile (kW)
100	2	1
50	4	1
50	8	2
30	30	5
30	100	20

Tab. 5. *Esempi di producibilità idroelettrica.*

In relazione alla portata ed al salto utilizzabili, sono disponibili diversi tipi di complessi. L'impatto ambientale di questi impianti è generalmente in relazione alla potenza producibile ed alle caratteristiche ambientali.

Infatti, il prelievo di una limitata porzione di un corso d'acqua montano e la sua condotta al gruppo turbina-generatore può risultare trascurabile da un punto di vista ambientale, qualora le proporzioni del prelievo e la sua restituzione a valle consentano il mantenimento delle funzioni biologiche dello stesso e quando l'opera di presa ed il passaggio della condotta di carico e scarico non incida profondamente il terreno

attraversato. Ciò in genere si verifica per potenze installate fino a qualche decina di kW, come possono essere quelle utili a insediamenti isolati quali alpeggi, malghe, rifugi e simili. Similmente si può dire per impianti che sfruttano preesistenti condotte di acquedotti in pressione.

Quando invece l'impianto si prefigge una produzione industriale, pur rispettando le norme vigenti² per il Deflusso Minimo Vitale (DMV) del corso d'acqua, a volte soggette a deroghe, procura una inevitabile e notevole alterazione dell'ambiente interessato, perché si cerca lo sfruttamento massimo della risorsa idrica, sia come quantità del prelievo sia come salto utilizzabile. Inoltre, le opere di accesso, di derivazione e gli invasi di vario tipo possono alterare e destabilizzare l'idrogeologia del luogo.



Fig. 6. Val di Mello (SO): derivazione idrica totale delle acque di magra.

4.2.2 Impianti fotovoltaici

Per poter valutare gli aspetti funzionali, dimensionali ed economici di un impianto fotovoltaico, occorre considerare le particolarità descritte nel seguito.

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica, realizzata da una cella fotovoltaica, utilizza l'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni liberi dei materiali semiconduttori. Tale interazione è nota come "effetto fotovoltaico".

Le tecnologie maggiormente utilizzate finora per la realizzazione delle celle fotovoltaiche sfruttano il silicio, in forma cristallina o amorfa, quale elemento base.

Una cella fotovoltaica è sostanzialmente formata dalla sovrapposizione di due lamine di silicio chimicamente drogate con sostanze quali il fosforo ed il boro, in modo da creare nella zona di giunzione una prevalenza di cariche negative da un lato e positive dall'altro. I fotoni della luce solare, quando colpiscono la cella, possono esserne rifles-

² Leggi 183/89 e 102/90, DLgs.152/99 – vedasi Appendice C.

si, assorbiti o attraversarla.

Quando un fotone viene assorbito, se ha sufficiente energia, libera un elettrone creando una coppia di cariche opposte che, respinte dalla polarizzazione della giunzione, generano un potenziale elettrico. In questo caso, se le estremità della cella vengono connesse ad un circuito esterno, si produce una conseguente corrente elettrica. Perciò, esposta alla radiazione solare, la cella si comporta come un generatore di corrente con caratteristica funzionale come da Fig. 7.

La potenza della radiazione solare che raggiunge la fascia esterna dell'atmosfera terrestre è di 1367 W/m^2 (costante solare); ma, a livello del suolo, ne arriva una quota parte massima che si aggira attorno ai 1000 W/m^2 , a causa dell'assorbimento, della riflessione e della rifrazione atmosferica (Fig. 8).

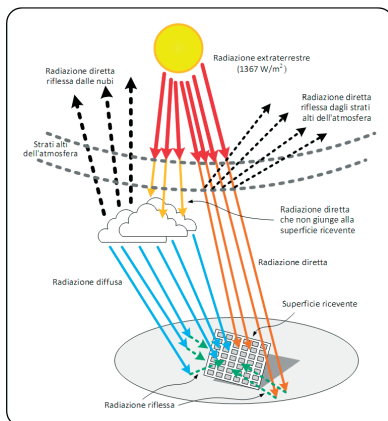
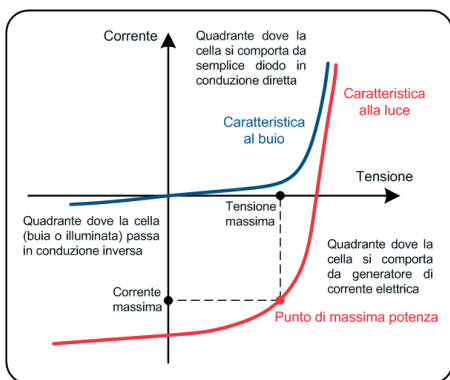


Fig. 7. Caratteristica tensione - corrente di una cella fotovoltaica.

Fig. 8. La radiazione solare e l'atmosfera terrestre.

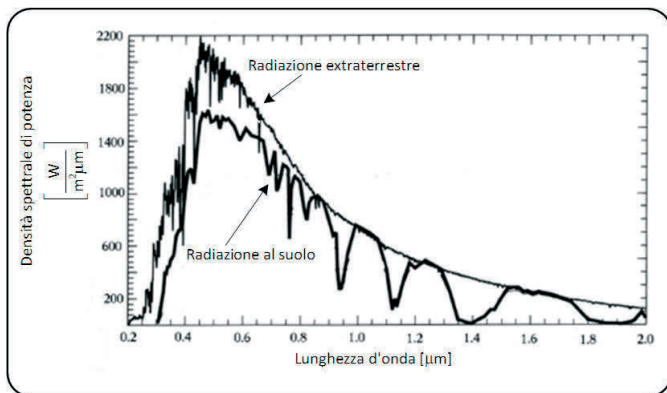


Fig. 9. Composizione energetica dello spettro solare.

Di questa potenza, quella utile (Fig. 9) e convertibile in elettricità può variare secondo la tecnologia adottata. Si va infatti da un rendimento elettrico del 14-16% per il silicio monocristallino, ad un 12-13,5% per il silicio multicristallino o policristallino ad un 8,5-9,5% per il silicio amorfo.

È anche vero che diverse industrie e centri di ricerca (ad esempio le americane Spectrolab, Amonix, Solar Junction; la giapponese Sharp; l'Università australiana del South Wales) hanno raggiunto in laboratorio rendimenti del 44-45%, ma è altrettanto vero che le tecnologie adottate non hanno finora avuto sbocchi commerciali.

Pertanto, prendendo come riferimento un rendimento di cella del 15% e considerate le perdite impiantistiche, la potenza utile massima oggi ottenibile da elementi fotovoltaici è, alle nostre latitudini, attorno ai 100-130 W/m².

Si consideri ora che detta potenza massima è ottenibile soltanto in condizioni ottimali di irraggiamento, ossia: con incidenza della radiazione perpendicolare ai moduli fotovoltaici, con sole pressoché allo zenit ed atmosfera tersa; queste condizioni, sono normalmente ottenibili, approssimate in difetto, nell'ora di mezzogiorno e in modo decrescente nelle altre ore del giorno, ma comunque in dipendenza anche del momento stagionale, secondo il grafico di Fig. 10.

La valutazione delle condizioni di soleggiamento di un sito fotovoltaico è generalmente espressa in "ore equivalenti giornaliere" di potenza massima della radiazione solare, intese come integrazione dell'irraggiamento giornaliero.

La Tab. 6 fornisce un'indicazione statistica delle ore equivalenti di sole (a potenza massima) in diverse zone climatiche italiane.

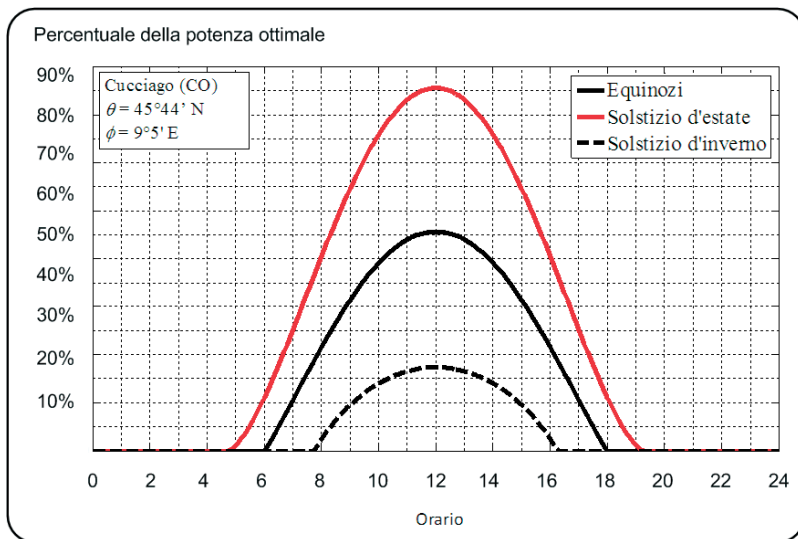


Fig. 10. Potenza fotovoltaica giornaliera per una località del Nord Italia.

Zona climatica	Valore medio in dicembre	Valore medio in luglio	Valore medio nell'anno
Nord (Milano)	1,3	5,6	3,6
Centro (Roma)	2,7	6,4	4,7
Sud (Trapani)	3,5	7,1	5,4
Località alpine	3,3	5,4	4,4

Tab. 6. Valori statistici di soleggiamento in Italia (ore di sole equivalenti).

Dal grafico di Fig. 10 e dai dati in Tab. 6, si può dedurre che mediamente nell'anno solare, un'installazione fotovoltaica, avente inclinazione fissa pari alla latitudine, può produrre giornalmente una energia elettrica corrispondente a circa 4 ore equivalenti della potenza massima; quindi, non molto maggiore di 400 Wh/m².

Questa quantità di energia può apparire modesta per scopi industriali, ma se consideriamo che è ottenibile da un solo m² di moduli fotovoltaici e che può bastare ad assicurare, mediante lampade a basso consumo, l'illuminazione serale di un piccolo rifugio, non è affatto trascurabile.

La produzione di energia di un impianto fotovoltaico può essere utilizzata autonomamente in loco, oppure può essere immessa nella rete di trasmissione o distribuzione elettrica mediante opportuni adattamenti.

Nel caso di utilizzazione locale, isolata, occorre considerare che l'energia fotovoltaica è disponibile soltanto durante le ore soleggiate o luminose. Occorre quindi dotare l'impianto di una batteria di accumulatori elettrochimici di capacità adeguata, con regolatore di carica, in modo da rendere disponibile con sufficiente continuità l'energia prodotta.

Siccome l'energia fornita da un impianto fotovoltaico è a "corrente continua" (CC), questa potrà essere utilizzata direttamente, o tramite accumulatore, soltanto da utenze previste o predisposte per un uso in CC. L'utilizzazione diretta in CC dell'energia fotovoltaica è adottata generalmente per utenze di potenza complessiva inferiore ad 1 kW e con tensioni di 12 o 24 V, in quanto per questi valori di tensione in CC sono disponibili sul mercato apparecchi utilizzatori quali: lampade, frigoriferi, televisori ed altri dispositivi.

Per l'alimentazione di utenze convenzionali a corrente alternata (CA) occorre invece prevedere l'installazione di un convertitore CC/CA (o "inverter") che fornisca i convenzionali valori di tensione alternata. In questo caso, però, si dovrà tener conto che l'inverter ha un autoconsumo di energia (mediamente il 4% della potenza nominale), che può costituire una "zavorra" considerevole per impianti con potenza nominale inferiore ad 1 kW.

Gli impianti fotovoltaici progettati per essere connessi alla rete non necessitano del sistema di accumulo, ma devono essere dotati di inverter e di dispositivi di interruzione automatica con caratteristiche adeguate alle prescrizioni del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN, sostituito dal 2005 da Terna S.p.A.).

L'esperienza finora acquisita sugli impianti fotovoltaici fa ritenere ottimale questo tipo di elettrogenazione per una dotazione elettrica nei rifugi ed altre utenze isolate, a condizione che il suo impiego sia però limitato alle necessità energetiche essenziali quali: illuminazione, frigoriferi e freezer, pompe e piccoli elettrodomestici. In ogni caso per potenze massime di alcuni kW.

Per le utilizzazioni saltuarie richiedenti potenze superiori (lavastoviglie, lavabiancheria, forni, ecc.) conviene invece l'impiego temporaneo di un elettrogeno a scoppio, meglio se alimentato con oli vegetali.

L'impatto ambientale inerente all'installazione di un generatore fotovoltaico dipende dalla sua dimensione e da come vengono scelti e ubicati i relativi moduli fotovoltaici. Questi, infatti, sono oggi disponibili in forme e dimensioni che possono sostituire le coperture dei tetti, o trovare una adeguata sistemazione sulle pareti esterne degli edifici; nel qual caso non comportano significative alterazioni ambientali, né rilevanti costi di installazione.

Diverso è il caso di installazioni sul terreno, in quanto un impianto fotovoltaico può comportare un'occupazione di superfici anche significative. Ad esempio, per produrre 1 kW di potenza elettrica sono oggi necessari 5-7,5 m² di moduli fotovoltaici in tecnologia monocristallina, 6-9 m² in tecnologia poli o multicristallina e 12-18 m² in tecnologia amorfa,

Oltre all'occupazione di suolo ed all'impatto visivo, le opere di ancoraggio al terreno dei supporti per i moduli fotovoltaici e quelle per il passaggio dei cavi di connessione possono alterare considerevolmente l'ambiente in cui è posto l'impianto.

Nell'ambiente montano la scelta delle modalità di installazione di un impianto fotovoltaico a servizio di un rifugio può risultare un'operazione "delicata", proprio a causa dell'impatto che l'impianto può avere sull'ambiente circostante. In Fig. 11 sono riportati due esempi di impianto fotovoltaico a servizio di due diversi rifugi; si nota immediatamente il grosso impatto dell'impianto a terra e l'impatto praticamente inesistente di quello posto sulla facciata.

Un altro aspetto non trascurabile, dal punto di vista ambientale, è il rapporto costo benefici di questi impianti, per il quale le cose sono notevolmente cambiate rispetto a soli 10 anni fa. Infatti, considerata trentennale la vita utile stimata per i moduli fotovoltaici, se si tiene conto anche degli attuali costi di produzione e di quelli per il loro smaltimento finale (in quanto rifiuti speciali contenenti piccole quantità di sostanze potenzialmente tossiche come il fosforo e il boro) i benefici energetici ed economici prodotti compensano (spesso superano) l'energia e il costo globale di fabbricazione, installazione e smaltimento.



Fig. 11. *Differenti impatti ambientali di impianti fotovoltaici a servizio di rifugi d'alta montagna.*

La valutazione della durata effettiva degli impianti fotovoltaici richiede un'ultima considerazione.

Anche se la maggior parte degli impianti è ancora “giovane” per poter avere dati di lungo periodo, dalle informazioni disponibili relative ad alcuni impianti degli anni '80 si evincono ad oggi perdite di produzione rispetto a quella stimata nell'ordine 0,4-0,8% annuo.

Ciò significa che, considerato un valor medio di 0,6% di perdita della producibilità annua, un impianto fotovoltaico installato oggi sarà ancora in grado di produrre il 94% della potenza iniziale dopo 10 anni, l'88% dopo 20 anni, l'82% dopo 30 anni. Tutto ciò, naturalmente, a patto di garantirne la corretta manutenzione e salvo difetti costruttivi.

Considerando che un impianto può essere considerato ancora operativo fintantoché è in grado di produrre almeno il 75% della potenza elettrica iniziale e che questo avviene mediamente ancora dopo circa 41 anni, si ritiene che la durata di questi impianti non costituisca più un ostacolo insormontabile alla loro diffusione (anche in montagna), come invece si pensava in passato.

L'investimento necessario ad oggi per installare un impianto fotovoltaico è ripagabile, attraverso i risparmi energetici conseguibili, in circa 6 anni per impianti connessi in rete e dai 12 ai 15 anni per impianti isolati, in relazione anche alla capacità e costo degli accumulatori installati. Tali dati sono calcolati senza considerare alcun meccanismo di incentivazione, né i costi accessori (trasporti in quota, assicurazioni, ecc.)

4.2.3 Elettrogenazione eolica

Nel corso dei decenni scorsi, la produzione elettrica da fonte eolica è andata evolvendosi, soprattutto per le taglie di potenza degli aerogeneratori, che hanno raggiunto limiti dimensionali ragguardevoli. Il mercato offre quindi una estesa gamma di mo-

delli, per impieghi domestici e industriali, con taglie di potenza che si estendono dall'ordine dei chilowatt a quello dei megawatt.

Gli aerogeneratori finora in uso hanno caratteristiche diverse secondo la taglia di potenza; li accomuna comunque un rotore azionato dal vento, mediante pale elicoidali o altri sistemi alari, sul cui asse è accoppiato un generatore elettrico rotante (alternatore).

La possibilità e convenienza d'impiego di un generatore eolico (o aerogeneratore), è strettamente legata alle caratteristiche anemometriche e fisiche del sito interessato. Le condizioni ottimali si hanno con una ventosità regolare nel corso dell'anno e per velocità media intorno o superiore agli 8 m/s (circa 30 km/h). La Fig. 12 mostra la mappa della ventosità del territorio italiano.

Lo spazio disponibile deve essere adeguato alle dimensioni d'impianto e preferibilmente libero da ostacoli che possano creare turbolenze.

La sostenibilità economica di un impianto è ottenibile quando, in assenza di interventi incentivanti e con gli attuali costi di mercato dell'energia, la producibilità specifica media dello stesso, definita dal rapporto tra l'energia annuale prodotta e la sua potenza nominale (Wh/W) supera valori nell'intorno di 2000 ore/anno, vale a dire un funzionamento equivalente a circa tre mesi/anno a potenza nominale³.

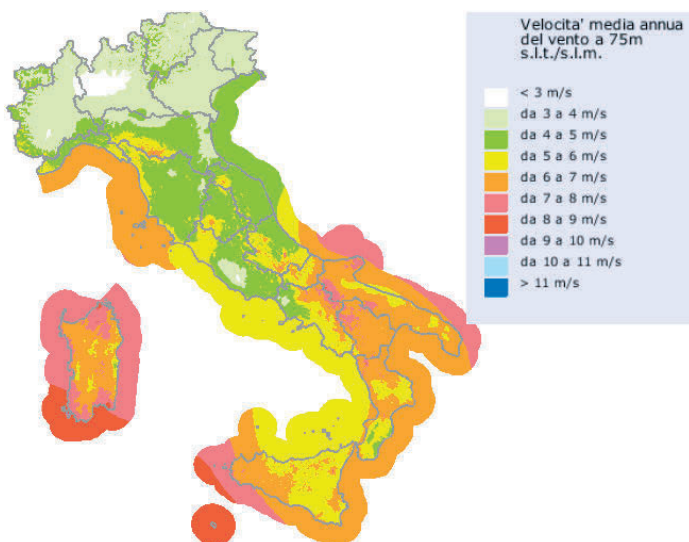


Fig. 12. Mappa di sintesi delle velocità medie annue del vento (m/s) a 75 m dal suolo (Fonte: RSE S.p.A.).

³ Cfr. l'art.7 del Nuovo Bidecalogo del CAI.



(a)



(b)

Fig. 13. Aerogeneratori ad asse verticale (a) e ad asse orizzontale (b).

Per piccole installazioni isolate esistono diversi modelli di aerogeneratori, tra i quali alcuni ad asse di rotazione verticale (Fig. 13 a), con potenze fino a ~ 10 kW.

Per le installazioni di potenza maggiore o di tipo industriale, sono generalmente utilizzati aerogeneratori con rotore ad asse orizzontale a tre pale (Fig. 13-b), meno rumorosi dei modelli bipala per la minore velocità di rotazione e conseguenti minori vibrazioni. Essi hanno taglie di potenza fino a 6 MW e sono montati su torri a traliccio o tubolari (in acciaio o a settori di calcestruzzo prefabbricati) di altezza da 1 a 1,2 volte il diametro d'azione del rotore; quest'ultimo ha a sua volta dimensioni relative alla potenza che si vuole ottenere, come indicativamente mostra la Fig. 14.

I componenti dell'aerogeneratore sono contenuti in una navicella montata su un supporto rotante che consente di allineare l'asse del rotore alla direzione del vento (Fig. 15). All'estremità della navicella è posto il mozzo del rotore su cui sono montate le pale, generalmente realizzate in fibra di vetro. La trasmissione della rotazione al generatore elettrico può avvenire mediante accoppiamenti fissi o intercalati da moltiplicatori di giri in relazione ai criteri progettuali adottati. Il tutto è gestito da un sistema di controllo, che provvede ad un funzionamento automatizzato e prevedibilmente sicuro dell'intero sistema.

La potenza estraibile dal vento, per unità di area spazzata dal rotore, è direttamente proporzionale alla densità dell'aria, all'area d'azione del rotore ed al cubo della velocità del vento. Dalla funzione grafica di Fig. 16 si rileva che, per vento con direzione perpendicolare all'area spazzata dal rotore e con velocità di 8 m/s, si ottengono circa 314 W/m^2 , mentre a velocità doppia (16 m/s) si ottiene una potenza otto volte più grande.

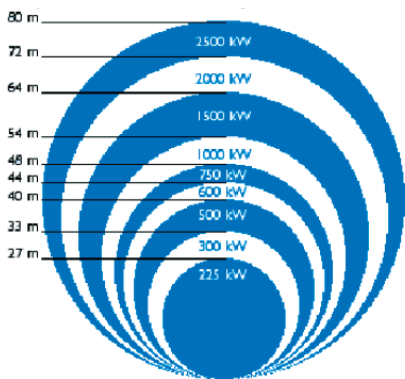


Fig. 14. Diametri spazzati dai rotori relativi alle potenze degli aerogeneratori.

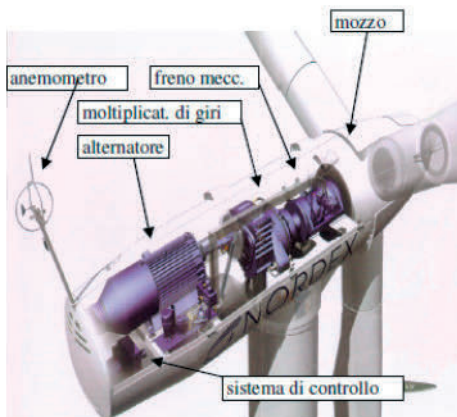


Fig. 15. Spaccato della navicella di un aerogeneratore.

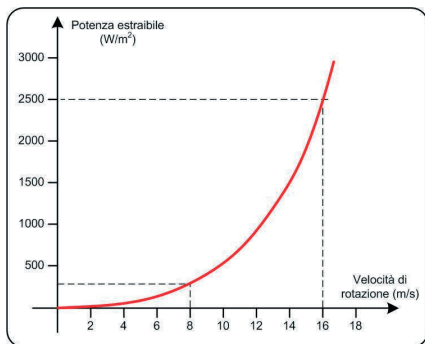


Fig. 16. Potenza estraibile dal vento, per unità di area spazzata dal rotore, in funzione della velocità del vento con direzione perpendicolare a questo.

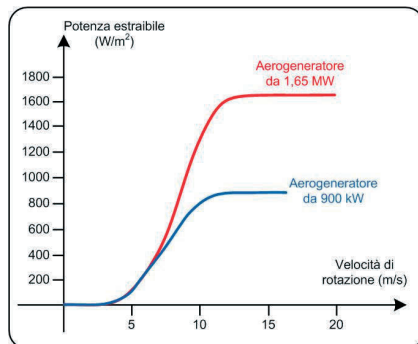


Fig. 17. Caratteristiche di aerogeneratori di diversa potenza in funzione della velocità del vento.

Il grafico di Fig. 17 mostra il tipico incremento di potenza prodotta dagli aerogeneratori in funzione della velocità del vento: da un minimo produttivo che richiede velocità intorno ai 3 m/s, la potenza massima viene raggiunta intorno ai 13 m/s; velocità maggiori producono saturazione di potenza, perciò vengono neutralizzate con frenatura aerodinamica, gestita dal sistema di controllo ed ottenuta variando l'assetto delle pale.

La regolazione dell'assetto aerodinamico delle pale è continuamente messa in gioco anche per compensare le differenti spinte del vento che possono verificarsi alle diver-

se altezze che queste raggiungono durante la loro rotazione. Poiché velocità del vento superiori a 20-25 m/s possono mettere in pericolo la sicurezza dell'impianto, al verificarsi di tali condizioni il sistema di controllo pone in condizioni di stallo il rotore, che viene fermato e bloccato mediante il freno meccanico.

L'energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori subisce processi di conversione e trasformazione in loco, per rendere compatibili i valori dei parametri elettrici (tensione e frequenza) alla connessione diretta dell'utenza (in caso di impianto autonomo) o alla rete di trasmissione e distribuzione sulla quale la si vuole immettere.

L'impatto ambientale di un impianto eolico è strettamente legato alla sua potenza, quindi alle dimensioni, numero e disposizione sul terreno delle torri; ma anche alla distanza dalla rete elettrica e dalle strade carrabili d'accesso; può inoltre variare in relazione alle caratteristiche del luogo di ubicazione. Esso può distinguersi in visivo, acustico, idrogeologico, elettromagnetico e faunistico, come specificato di seguito.

L'impatto visivo degli aerogeneratori, specialmente se di grande potenza, può essere notevole, sia per le loro dimensioni, sia perché essi sono generalmente installati su alture o crinali montani, dove l'azione del vento è più intensa ed incontrastata. Infatti, gli ostacoli e le varie rugosità del suolo inducono turbolenze che riducono la velocità del vento fino ad altezze ben al di sopra degli stessi, come indica la Fig. 18, inducendo a volte l'abbattimento di alberi d'alto fusto circostanti l'impianto.

Pertanto, anche quando sono posti in zone isolate, le loro torri e rotori, che insieme possono abbondantemente superare i 100 m d'altezza, possono essere visibili a grande distanza. Pertanto, specialmente in zone con abitazioni e coltivi o di interesse panoramico, archeologico, storico, ecc., la presenza di queste macchine può produrre un'alterazione del paesaggio e disturbi poco mitigabili da eventuali interventi al contorno; vedasi ad esempio, la Fig. 19.

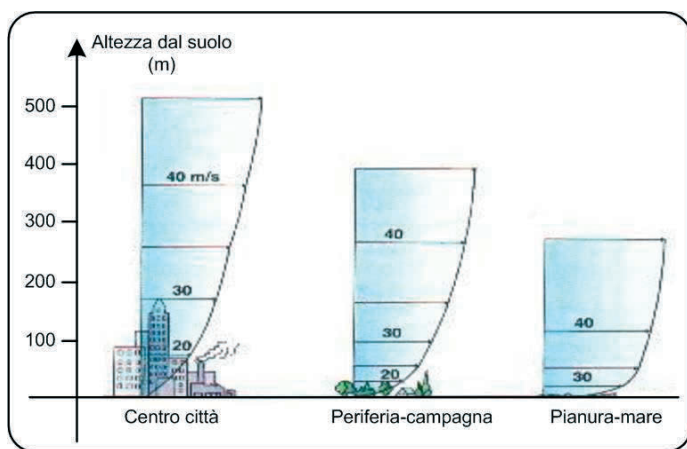


Fig. 18. Azione frenante di ostacoli al suolo sulla velocità del vento.



Fig. 19. Aerogeneratori presso l' Appennino meridionale (foto CNP).

Un altro tipo di disturbo visivo, avviene quando le pale in rotazione intercettano la luce solare e proiettano le loro ombre a intermittenza. Questo fenomeno può essere fastidioso nel caso siano interessate abitazioni o luoghi di lavoro.

L'impatto acustico di un aerogeneratore è principalmente dovuto al rumore causato dalle vibrazioni delle pale in rotazione, specialmente in corrispondenza del loro passaggio discendente, ed in parte dai vari organi meccanici in rotazione. Il disturbo acustico dipende quindi da diversi fattori quali: tecnologia costruttiva, dimensione, passo e velocità di rotazione delle pale, numero di macchine in esercizio.

Nel rumore rilevabile alla base di un grosso aerogeneratore è prevalente la componente pulsante, modulata in ampiezza dal passaggio ciclico delle pale; questo onomatopoeico "wosch" si ripete con maggiore intensità ad ogni passaggio discendente della pala. Esso può raggiungere livelli sonori intorno a 100 dB; tali valori si attenuano progressivamente all'aumentare della distanza dalla base, raggiungendo livelli più o meno trascurabili a distanze variabili tra i 300 ed i 1000 m, in relazione alla potenza e al numero di aerogeneratori funzionanti, alla direzione e velocità del vento e alla presenza o meno di rumori di fondo.

L'impatto idrogeologico può verificarsi, specialmente in zone montuose o collinari, in seguito agli sbancamenti necessari per l'apertura delle strade di accesso ai cantieri degli impianti, per gli scavi di fondazione delle torri e per le trincee dei cavidotti di connessione alla stazione di trasformazione ed alla rete elettrica.

L'attuale propensione ad installare grossi aerogeneratori anche in zone montane accentua il rischio idrogeologico a causa di: - notevoli sbancamenti per gli scavi di fondazione delle torri (centinaia di m³ per torre: Fig. 20); - ampie strade d'accesso ai cantieri, necessarie ai trasporti con mezzi anche eccezionali; - centinaia di viaggi di betoniere ed autocarri di grosso tonnellaggio per il trasporto in loco dei grandi volumi di calcestruzzo e dei materiali necessari per i basamenti delle torri. Tutto ciò può destabilizzare i pendii e modificare i percorsi ed i drenaggi idrici.

L'inquinamento elettromagnetico dei generatori eolici può essere in genere mitigato dalle schermature metalliche delle loro strutture e mantenuto entro limiti accettabili al suolo mediante interrimento dei conduttori ed opportuna disposizione degli stessi. Inoltre, la loro ubicazione in zone solitamente lontane da insediamenti umani non dovrebbe dar luogo a effetti rilevanti. Le masse in movimento dei grandi rotori possono disturbare alcuni tipi di telecomunicazioni ed in particolare le rilevazioni radar.

L'impatto sull'avifauna dei grandi impianti eolici può essere micidiale, specialmente se posti in zone di passo migratorio. Frequenti e documentati sono i casi di grossi uccelli uccisi da collisioni con i rotori in movimento.

Gli impianti eolici "offshore", installati al largo delle coste marine (Fig. 21), richiedono particolari valutazioni di impatto ambientale, in quanto possono essere fissati sia direttamente a basamenti realizzati su bassi fondali (inferiori ai 20-30 m), sia su piattaforme galleggianti ancorate anche a maggiori profondità. Le costruzioni dei basamenti ed ancoraggi possono alterare le biocenosi marine.

Le distanze dalla costa delle torri eoliche devono soddisfare sia i costi di installazione e di connessione alla rete elettrica, sia gli impatti visivi e alla navigazione e ciò può comportare incompatibilità, specialmente in zone di interesse balneare.



Fig. 20. Basamento in costruzione di una torre per aerogeneratore.



Fig. 21. Installazione eolica "offshore".

Ai fini dell'iter concessorio di impianti eolici industriali, è generalmente prevista la Valutazione di Impatto Ambientale VIA; alcune Regioni hanno predisposto linee guida che prescrivono la valutazione preventiva dei vari impatti qui accennati ed il rispetto delle norme tecniche esistenti⁴.

In merito all'opportunità di installare un impianto eolico per piccole utenze isolate, quali rifugi montani frequentati prevalentemente nel periodo estivo, si rendono utili le seguenti considerazioni.

A differenza del sistema fotovoltaico, che ha un'indisponibilità della fonte generatrice soltanto nelle ore notturne, mantenendo una limitata produttività diurna anche con leggera copertura nuvolosa, quello eolico può avere detta indisponibilità per più giorni, soprattutto nei periodi di bonaccia meteorologica. Pertanto, oltre al sistema di accumulo già considerato nel caso fotovoltaico, si rende necessario in questo caso un sistema di generazione complementare che possa sopperire in altro modo alle lunghe indisponibilità di cui sopra (fotovoltaico o gruppo elettrogeno diesel).

Le correnti d'aria che investono un rilievo montano subiscono nelle zone sottovento delle turbolenze di tipo ondulatorio e deviazioni che rompono l'omogeneità del flusso eolico. Inoltre, le brezze ascendenti o discendenti dovute al riscaldamento diurno ed al raffreddamento notturno dei versanti e le vie obbligate dei canali vallivi possono contribuire a rendere discontinui o variabili i venti delle zone vallive, dove spesso prevalgono leggere brezze locali o isolate raffiche nel corso di perturbazioni atmosferiche.

Pertanto le condizioni anemometriche utili per l'installazione di un aerogeneratore in zone montane sono riscontrabili prevalentemente su crinali, valichi o canali orografici preferenziali ai venti dominanti.

Per raggiungere una buona efficienza, gli aerogeneratori necessitano di vento costante con velocità medie intorno ai 7-8 m/s (circa 25-30 km/h), ma i dati anemometrici di Fig. 22, rilevati a 1800 m sul Monte Cimone (Appennino tosco-emiliano), considerato un sito ventoso, indicano che le medie mensili da giugno a settembre, periodo d'apertura dei rifugi e di carico degli alpeggi, sono largamente inferiori a detti valori e risultano appena sufficienti, per buona parte del tempo considerato, ad una produzione elettrica minimale.

La presenza di organi in movimento può costituire un soggettivo disturbo ambientale e richiede una certa manutenzione periodica. Pertanto le valutazioni per l'eventuale scelta di un aerogeneratore come fonte autonoma di elettricità devono essere accurate, selettive, dedicate ad ogni specifico caso e dovrebbero comunque prevedere una generazione complementare, come potrebbe essere quella di tipo fotovoltaico.

⁴ Cfr. ad esempio: "Linee Guida per la valutazione di impatto ambientale degli impianti eolici", Regione Toscana ed ARPA Puglia.

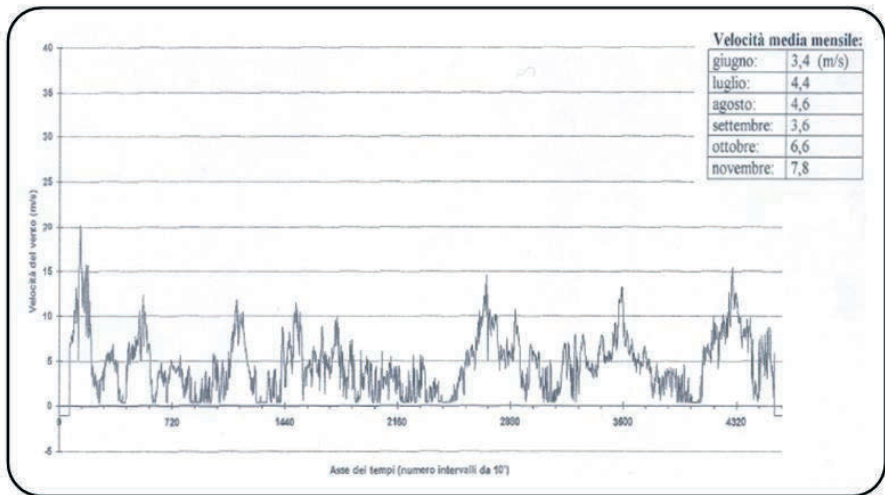


Fig. 22. Grafico anemometrico (dal 03/07 al 04/08/2012) Monte Cimone, 2165 m.

4.2.4 Impianti solari termici

Un impianto solare termico permette la trasformazione dell'energia fornita dal sole in energia termica (calore).

In generale, i possibili schemi di impianto realizzabili per il solare termico sono ben più numerosi di quelli per il fotovoltaico. La scelta del tipo di impianto dipende da numerosi fattori, ad esempio: tipologia e numerosità dell'utenza, esigenze di utilizzo (produzione di acqua calda sanitaria, supporto al riscaldamento, un mix dei due, riscaldamento dell'acqua delle piscine, ecc.), collocazione geografica, esistenza o meno di obblighi normativi, ecc.

Per farsi un'idea del funzionamento di un impianto solare termico, è comunque possibile riferirsi allo schema di base riportato in Fig. 23. Cuore dell'impianto sono i pannelli solari, che si possono immaginare come delle "vasche" entro cui circola il fluido termovettore, che viene scaldato dal sole. Esso non è altro che una miscela di acqua e di una sostanza anticongelante, normalmente glicole etilenico o propilenico, opportunamente dosata in funzione della temperatura media esterna prevista per il luogo ove viene collocato l'impianto, fattore che diviene fondamentale per le località montane.

L'uso di una miscela di questo tipo è necessaria per evitare il possibile congelamento invernale e per innalzare la temperatura di ebollizione dell'acqua, possibile causa di stagnazione dell'impianto, e conseguenti danni e malfunzionamenti. Il fenomeno della stagnazione non è così raro come si pensa: durante la stagione estiva si ha la contemporanea presenza della maggior potenza solare disponibile e della minor richiesta

di acqua calda da parte dell'utenza; in queste condizioni e senza l'aggiunta di glicole (o sostanze simili), l'acqua può raggiungere facilmente l'ebollizione, con le conseguenze suddette.

Importante sottolineare che il fluido termovettore non viene mai a contatto con il "mondo esterno" (persone, animali, oggetti, ecc.): esso serve soltanto a portare calore dai pannelli solari al serbatoio di accumulo, attraverso il cosiddetto "circuito collettori", ove tale fluido transita grazie a particolari pompe, dette "circulatori".

All'interno dell'accumulo avviene lo scambio energetico fra il circuito collettori e l'acqua prelevata dall'acquedotto o da altre sorgenti disponibili: attraverso uno scambiatore, il fluido termovettore cede calore all'acqua da impiegarsi per usi sanitari.

Poiché l'impianto solare non può funzionare in presenza di pronunciata nuvolosità e di notte, il serbatoio di accumulo costituisce una "riserva termica" per l'intero impianto, garantendo acqua calda sanitaria anche durante le ore senza insolazione.

Normalmente, in questi impianti è presente anche una caldaia di supporto (in genere del tipo a condensazione), la quale ha almeno due compiti: "aiutare" i pannelli solari nel scaldare l'acqua e sostituirli completamente quando viene a mancare il l'apporto solare per più giorni in caso di prolungato maltempo.

Se l'impianto è anche chiamato a fare da supporto al riscaldamento degli ambienti, allora lo schema dell'impianto si complica notevolmente. In Fig. 24 se ne riporta uno a titolo di esempio; come si nota, gli elementi di base (pannelli solari, accumulo, circolatore, caldaia) sono gli stessi dello schema base (Fig. 23), ma ad essi se ne aggiungono molti altri. Da notare che, in questo caso, all'interno dell'accumulo non è più presente acqua sanitaria, ma un fluido termovettore, che viene scaldato dall'impianto solare e/o dalla caldaia.

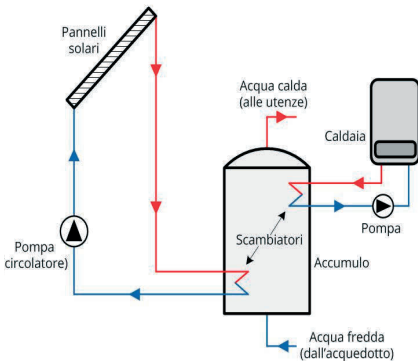


Fig. 23. Schema di impianto solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria.

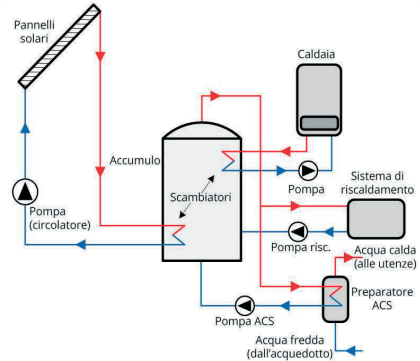


Fig. 24. Schema di impianto solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria ed integrazione al riscaldamento.

Un prelievo di calore viene effettuato per alimentare il sistema di riscaldamento (i migliori risultati si ottengono con sistemi di riscaldamento a bassa inerzia termica, come ad esempio i pannelli radianti, i ventilconvettori od anche i radiatori in alluminio); un altro prelievo serve per la preparazione dell'acqua calda sanitaria. Questo avviene attraverso un apposito "preparatore": si tratta di un particolare scambiatore di calore che, quasi istantaneamente, scalda l'acqua fredda proveniente dall'acquedotto.

Altri schemi impiantistici, ancora più complicati, prevedono due distinti accumuli (l'uno per l'acqua calda, l'altro per il riscaldamento); altri, ancora, richiedono l'uso di particolari accumuli, detti "inerziali" (o "puffer"), in grado di ottimizzare il funzionamento nel caso in cui il supporto all'impianto solare venga fornito, oltre che dalla caldaia, da altre fonti di calore: tecnologie a biomassa, pompe di calore, ecc.

Per chiudere questa breve rassegna, bisogna ricordare che esistono alcuni tipi di impianto solare molto particolari, destinati a funzionare solamente durante la stagione estiva. Si tratta di impianti che impiegano pannelli a circolazione naturale: in essi è dunque assente il circolatore. In Fig. 25 se ne riporta uno schema di massima, ricordando che il loro uso prevalente è quello del riscaldamento dell'acqua delle piscine e dell'acqua calda per i servizi igienici di campeggi ed utenze stagionali, come ad esempio rifugi montani, baite ed alpeggi. Anche per questi impianti è possibile prevedere la presenza di una caldaia; in questo caso, però, è l'impianto solare che supporta la caldaia e non viceversa.

Esistono tre tipologie principali di pannelli solari. La scelta dipende da uno svariato numero di considerazioni che il progettista deve fare per garantire il funzionamento ottimale dell'intero impianto; operazione resa ancora

più complicata nel contesto montano, a causa delle peculiarità critiche quali l'altitudine e gli eccessivi sbalzi di temperatura, la ventosità irregolare, ecc..

Si riporta in Fig. 26 una sintesi delle principali caratteristiche delle tre tipologie di pannelli solari. Da sottolineare che nell'ambiente montano e collinare è in genere consigliabile l'utilizzo di collettori solari di tipo piano sottovuoto; essi infatti presentano rendimenti energetici sufficientemente adeguati anche alle basse temperature ed alle alte quote.

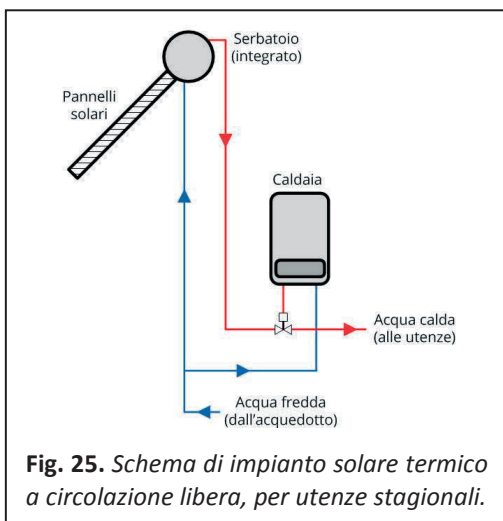


Fig. 25. Schema di impianto solare termico a circolazione libera, per utenze stagionali.



Tipologia	Costo	Utilizzi	Contesti applicativi
 A circolazione naturale	Contenuto	Riscaldamento acqua per piscine ed utenze stagionali	Stagione estiva
 Piani vetrati	Medio	Riscaldamento acqua calda sanitaria e/o supporto riscaldamento	Evitare luoghi con temperatura ambiente media bassa
 Sottovuoto	Elevato	Riscaldamento acqua calda sanitaria e/o supporto riscaldamento	Anche con temperatura ambiente media bassa

Fig. 26. Tipologie di collettori solari.



Fig. 27. Impianto solare termico con collettori piani sottovuoto a servizio del rifugio Lagazuoi, 2778 m.

In Fig. 27 si riporta un esempio di impianto solare termico a servizio di un rifugio d'alta quota. L'impatto ambientale di questi impianti è essenzialmente nullo, in quanto vengono normalmente installati su strutture già esistenti, tipicamente sulle falde degli edifici.

4.2.5 Impianti a biomassa

Tra le varie fonti energetiche rinnovabili, le biomasse vegetali in genere, ossia i prodotti forestali, gli scarti delle coltivazioni agricole e della lavorazioni del legno e le

deiezioni di allevamenti zootecnici, sono state prese in seria considerazione anche in Italia, con relativi interessanti sviluppi impiantistici.

La produzione elettrica da biomassa può essere ottenuta mediante i diversi trattamenti di trasformazione schematizzati in Fig. 28 . Nel seguito vengono descritte le soluzioni impiantistiche più in uso.

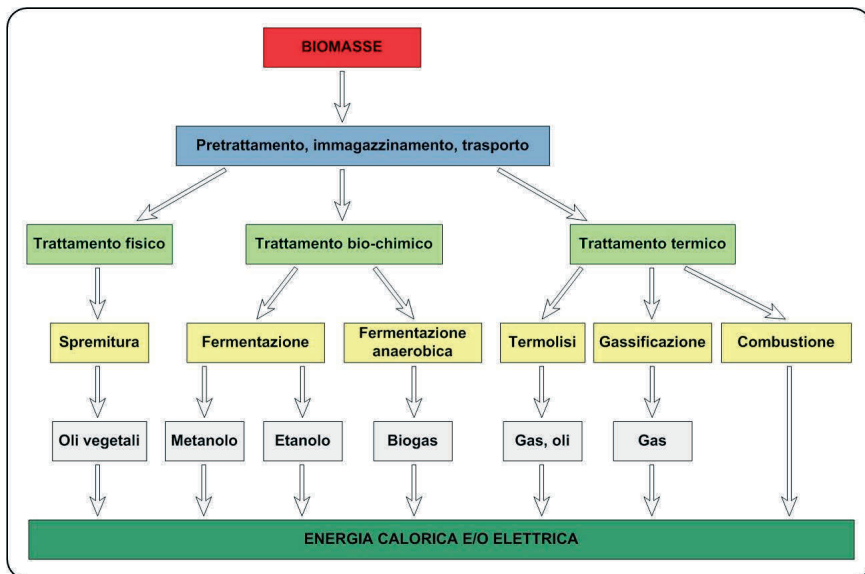


Fig. 28. Trattamenti delle biomasse vegetali ai fini energetici.

Impianti a biogas

Gli impianti a biogas sono generalmente realizzati presso aziende agricole e zootecniche, la cui produzione di deiezioni organiche e scarti vegetali sia sufficiente a produrre, mediante appositi fermentatori, una quantità di gas combustibile (solitamente metano) sufficiente ad alimentare un sistema cogenerativo di elettricità e calore.

Come rappresentato in Fig. 29, la configurazione impiantistica più diffusa prevede un digestore (o fermentatore), un motore a combustione interna accoppiato ad un generatore di energia elettrica ed un sistema di recupero del calore emesso dal motore.

L'energia termica così ottenuta è utilizzata in parte per innescare i processi di fermentazione anaerobica, che normalmente avvengono a temperature di 30 – 40 °C, ed in parte per i fabbisogni termici dell'azienda e degli edifici annessi.

La maggior parte dei cogeneratori a biogas presenti in Italia ha potenze elettriche inferiori ad 1 MW (ossia 1000 kW); di questi, circa la metà non supera i 100 kW. Oltre all'energia elettrica e termica, questi impianti producono, alla fine del processo di fermentazione, anche dell'ottimo concime.

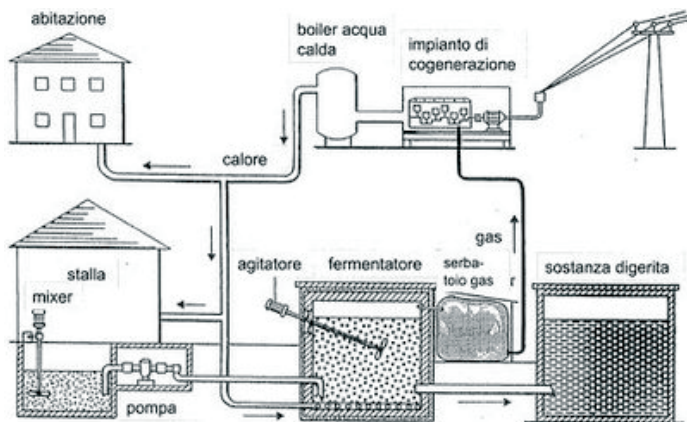


Fig. 29. Schema di impianto di cogenerazione d'energia a biogas.

Impianti a biogas possono essere anche realizzati nelle vicinanze di grosse discariche di rifiuti, predisposte per il prelievo dei gas combustibili prodotti dalla decomposizione di sostanze organiche. Buone prospettive esistono pure per l'utilizzo di microturbine a gas, in alternativa ai comuni motori a combustione interna.

Impianti a biomasse legnose

Le biomasse legnose ottenute da sottoprodotti forestali e gli scarti delle coltivazioni e lavorazioni del legno entrano a pieno titolo tra le varie fonti energetiche rinnovabili, in quanto combustibili utilizzabili in unità termoelettriche con cogenerazione di calore, che contano interessanti realizzazioni.

Un aspetto fondamentale dello sfruttamento energetico della biomassa legnosa è costituito dall'impatto ambientale pressoché nullo nel ciclo di produzione energetica. La biomassa legnosa, infatti, assorbe anidride carbonica dall'atmosfera durante la crescita e la restituisce all'ambiente nel corso della combustione, con un bilancio pressoché nullo ai fini della produzione di gas ad effetto serra, tenuto conto delle moderne tecnologie di combustione e depurazione dei fumi.

La biomassa legnosa, prodotto naturale quasi gratuito, può però richiedere costi variabili per la raccolta, la lavorazione di cippatura ed il trasporto, in relazione all'accessibilità dei luoghi di produzione ed alle distanze di approvvigionamento.

L'incidenza dei costi di trasporto è anche accentuata dal basso potere calorifico del cippato per unità di volume, che vale circa 1/14 rispetto a quello del gasolio, il che comporta ben maggiori volumi da muovere a parità di calore ottenibile. Pertanto, un conveniente uso delle biomasse legnose può avvenire solo nelle vicinanze delle zone di produzione.



(a)



(b)

Fig. 30. Centrale del teleriscaldamento a biomassa legnosa installata presso il Comune di Cucciago (CO). Il generatore di calore (a) ed il cippato appena caricato (b).

4.2.6 Altri impianti a fonti rinnovabili

Impianti geotermoelettrici

Negli impianti geotermoelettrici l'azionamento dei gruppi turbina-generatore utilizza il vapore endogeno ad alta temperatura emesso in particolari zone del nostro pianeta. Quelli italiani sono prevalentemente ubicati nella zona toscana di Larderello.

Questi impianti potrebbero apparire "puliti" dal punto di vista ambientale. Ma, chiunque sia passato da quei luoghi si sarà meravigliato e chiesto il perché di quella serie chilometrica di grossi tubi metallici che, come una ragnatela, convergono sulla centrale elettrica. Sono i collettori del vapore che, dalle varie bocche o pozzi di emissione sparsi sull'ondulato territorio, convogliano ai gruppi turbina-generatore questa fonte di energia.

Perciò anche questi impianti segnano artificialmente il territorio, con un impatto non trascurabile.

Impianti solari termodinamici

Questi impianti, mediante grandi specchi parabolici, concentrano e fanno convergere la luce solare su un punto focale, in cui è posto uno scambiatore di calore che può così raggiungere temperature di centinaia di gradi centigradi.

Il calore ottenuto può essere utilizzato per una produzione diretta di vapore per l'azionamento di gruppi turbina-generatore, oppure può essere immagazzinato in contenitori termo-isolati, mediante sali fusi ad alta temperatura.

Nel caso di un uso diretto del calore solare, la pressione del vapore (e quindi il suo potenziale energetico verso la turbina) dipenderà dalla temperatura raggiungibile nello scambiatore di calore solare.

Diversamente dall'elettrogenazione diretta, realizzabile solo nelle ore di forte radiazione solare, lo stoccaggio termico consente un uso programmato e complementare del calore solare in impianti termoelettrici integrabili con varie fonti energetiche.

L'impatto ambientale degli impianti termodinamici è sostanzialmente costituito dalle grandi superfici occupate dagli specchi collettori che, per un rendimento ottimale, devono anche avere lo spazio di manovra per l'inseguimento automatico della posizione solare.

Il punto debole di questi impianti, oltre ai costi iniziali, è costituito dalle forti cadute di rendimento dovute ai depositi di pulviscolo sulle superfici speculari e dalle conseguenti necessità - ed oneri - di mantenerle sempre pulite.

In Italia la realizzazione di questi impianti ha avuto una fase sperimentale, abbandonata nei decenni scorsi, ma attualmente ripresa da laboratori ed università.

Impianti marini

Questi impianti possono sfruttare, con varie modalità, l'energia motrice ottenibile dalle masse d'acqua spostate dalle maree o dalle grandi onde e dalle correnti oceaniche. La limitatezza di questi fenomeni nel bacino del Mediterraneo rendono forse poco proficuo il loro impiego in quest'area. Alcuni impianti di questo tipo risultano attualmente in fase sperimentale sulle coste oceaniche.

Quando convenientemente realizzabili, considerati i volumi d'acqua mossi da forze naturali e le relative energie in gioco, questi impianti potrebbero produrre notevoli quantità di energia con impatto ambientale limitato, soprattutto per le realizzazioni "offshore."

5. I COSTI DEGLI IAFR

La valutazione dei costi di realizzazione degli impianti per la produzione elettrica da fonti rinnovabili deve essere distinta almeno per due diverse fasce di potenza. Nella prima, dedicata ai piccoli impianti autonomi per insediamenti isolati, sono valutati impianti idroelettrici, eolici e fotovoltaici, con potenza massima di alcune decine di chilowatt, che non richiedono impegnative strutture e che sono allestibili nelle pertinenze degli stessi edifici utilizzatori. La seconda fascia comprende impianti di tipo industriale, dedicati ad una produzione finalizzata alla vendita o all'interscambio di energia con la rete di trasmissione nazionale.

La Tab. 7 riporta i costi indicativi di impianto per le due fasce di potenza suddette. Si ritiene utile rilevare che:

- Le micro-idroelettriche sono in genere meno costose di quelle industriali, per la

minor necessità di opere e strutture ausiliarie (bacini, derivazioni, serbatoi grandi condotte)

- I piccoli impianti eolici, previsti per installazioni isolate, hanno costi proporzionalmente più elevati di quelli industriali, perché sono necessariamente e normalmente dotati di dispositivi supplementari: - per regolare la carica di batterie di accumulatori (queste ultime non comprese nei costi); - per l'eventuale conversione di corrente (inverter); - per collegamenti in tampone con altri generatori (fotovoltaici e/o diesel)
- La variabilità e il maggior costo unitario dei piccoli fotovoltaici tiene conto della necessità di un sistema di accumulo, di una progettazione e installazione dedicata alle particolari ubicazioni su edifici vari e della variabilità prezzi/quantità esistente per le piccole forniture di moduli fotovoltaici rispetto alle grosse forniture industriali

IAFR	Piccoli impianti (P<60 kW) Costi in k€/kW	Impianti industriali (P > 60 kW) Costi in M€/MW
Idroelettrico	1,5 – 2,0	2,0 – 2,5
Eolico	2,9 – 3,5	0,9 – 1,1
Fotovoltaico	2 – 3,4	1,7 – 2,4
Geotermico	—	2,3 – 2,6
Termoelettrico	—	0,5 – 0,6

Tab. 7. Costi indicativi degli IAFR.

6. EVOLUZIONE, PROBLEMI E PROSPETTIVE FUTURE DEGLI IAFR IN ITALIA

Il rapido e squilibrato sviluppo degli IAFR avvenuto in Italia, soprattutto nel quinquennio 2008-2012, oltre ai notevoli ed a volte problematici apporti energetici da preminenti produzioni non programmabili (come quelle fotovoltaiche ed eoliche), sta inducendo una serie di effetti tecnici ed economici non tutti positivi che si cercherà di esporre nel seguito, anche in una prospettiva futura.

In merito a detto sviluppo ed alla situazione attuale degli IAFR si ritengono tuttora valide le preoccupazioni e le indicazioni espresse al punto 7 del Nuovo Bidecalogo CAI.

6.1 Sviluppo storico degli IAFR

Gli IAFR in uso in Italia nel secolo scorso erano sostanzialmente quelli idroelettrici e

geotermici, con una forte preponderanza della prima, come da grafico di Fig. 5. Lo sviluppo idroelettrico ha sostanzialmente sostenuto l'elettrificazione italiana fino agli anni sessanta del secolo scorso, mantenendo poi un sostanziale apporto energetico, che contribuisce tuttora alla produzione totale, in modo variabile secondo le disponibilità idriche stagionali.

Un ulteriore e più recente sviluppo di produzione da queste ed altre IAFR è avvenuto dal 2000 al 2013, in seguito ai vari provvedimenti incentivanti citati al punto 4.1. Questo sviluppo ha interessato con andamento diverso nel tempo le varie categorie di impianti, con una significativa differenza tra quelli fotovoltaici (oggetto di particolari incentivazioni e dinamiche di mercato) e tutti gli altri.

Il grafico di Fig. 31 evidenzia, per tale periodo, la progressione numerica dell'insieme degli IAFR incentivabili non fotovoltaici, con il marcato incremento del numero dei progetti e delle entrate in esercizio negli anni 2008-2012. Quello di Fig. 32 mostra il corrispondente incremento per semestre delle produzioni incentivate, suddivise per fonti energetiche.

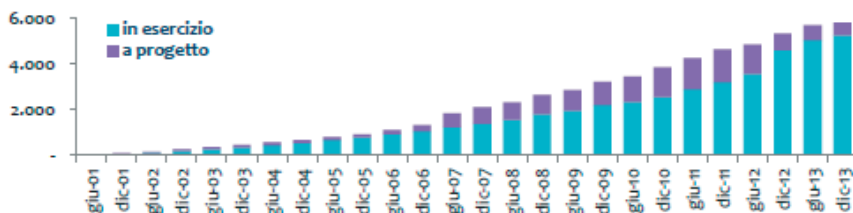


Fig. 31. *Quantità cumulata per semestre dagli IAFR qualificati come incentivabili (Fonte: TERNA S.p.A.).*

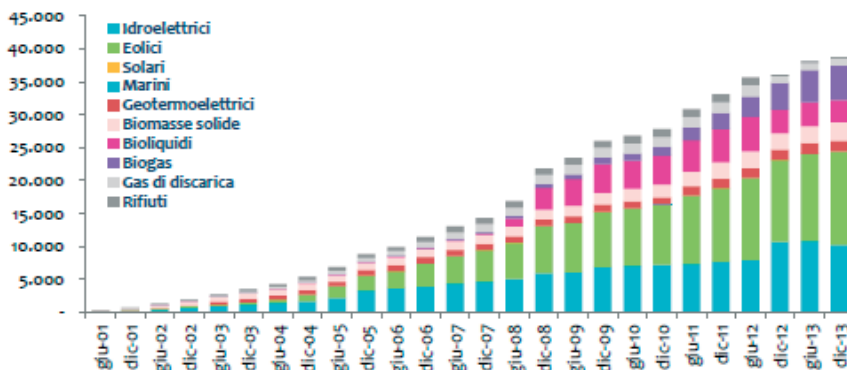


Fig. 32. *Andamento cumulativo, in GWh per semestre, dell'energia incentivata da IAFR non fotovoltaici. (Fonte: TERNA S.p.A.).*

Nel computo della produzione totale da IAFR, a dette produzioni incentivate si aggiungono quelle non incentivate degli impianti idroelettrici e geotermici preesistenti alle norme succedutesi dal 1999. L'energia incentivata di questi impianti è quella relativa ai potenziamenti, rinnovi o riattivazioni previsti da tali norme ed è generalmente inferiore a quella non incentivata. Quella idroelettrica, ad esempio, è intorno al 20 % della produzione complessiva.

La Fig. 33 mostra i notevolissimi incrementi numerici e di potenza installata degli impianti fotovoltaici, avvenuti nel quinquennio 2008-2012 in virtù della forte incentivazione adottata in tale periodo e di particolari condizioni di mercato dei moduli fotovoltaici (anche per il D.M. 5/5/2011, che imponeva dal luglio 2012 particolari obblighi ai produttori di moduli FV). Il completamento dei progetti incentivati è avvenuto nel corso del 2013, che ha visto concludersi il quinto Conto Energia, raggiungendo il numero di 579.524 impianti, con una potenza efficiente lorda di 18.420 MW .

Nella Tab. 8 sono riportate le variazioni delle produzioni IAFR intervenute nel periodo interessato dalle maggiori incentivazioni ed i dati significativi di tali impianti relativi al 2013. Da questi ultimi si può rilevare che le ore/anno equivalenti di utilizzazione (a potenza efficiente) risultano molto differenti per i vari tipi di impianto, in confronto alle 8760 ore di un anno. Queste differenti disponibilità giocano un ruolo importante nella gestione dell'energia prodotta, come descritto in seguito.

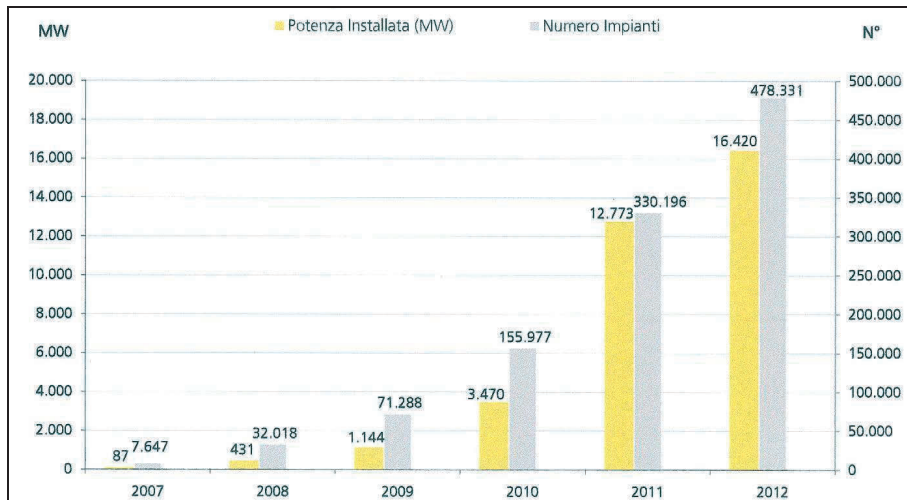


Fig. 33. Evoluzione della potenza e del numero degli impianti fotovoltaici in Italia (Fonte: rapporto statistico GSE, 2013).

Tipi di impianto (AIAFR)	Prodוז. anno 2000 (GWh)	Prodוז. anno 2013 (GWh)	Impianti in esercizio 2013 (n.°)	Potenza efficiente 2013 (MW)	Ore di utilizzaz. 2013
Idroelettrici	44.200	52.773,4	3257	18.365,9	2873
Geotermoelettrici	4.705	5.659,2	34	772,9	7322
Eolici	563	14.897,0	1.386	8.560,8	1740
Bioenergie	1505	17.090,1 ^(*)	2.409	4.033,4	4237
Fotovoltaici	18	21.588,6	579.524	18.420,0	1172
Totali	50.991	112.008,3	586.610	50.153,0	17.344

(*) Comprese tutte le produzioni da biocombustibili incentivati.

Tab. 8. *Sviluppo della produzione da FER, dal 2000 al 2013 (Fonte: GSE-TERNA).*

6.2 Problemi gestionali degli IAFR

6.2.1 Problemi tecnici

Il notevole sviluppo degli IAFR ha raggiunto e superato già nel 2012 l'obiettivo del Piano d'Azione Nazionale 2007 (PAN), che prevedeva di arrivare nel 2020 a coprire con le rinnovabili il 27% del Consumo Interno Lordo (CIL). Nel 2013, la produzione da IAFR ha poi raggiunto il 33,9 % del CIL, complice anche un calo dei consumi energetici del 3% rispetto al 2012.

In particolare, gli impianti fotovoltaici, sostenuti da generosissime incentivazioni, a fine 2012 hanno superato del 93% l'obiettivo di potenza installata loro assegnato dal PAN per l'anno 2020.

Questo rapido sviluppo sta comportando una serie di problemi tecnici al Servizio Elettrico Nazionale (SEN) per i seguenti motivi:

- a) Gli IAFR hanno trasformato radicalmente il sistema di generazione elettrica in Italia, poiché in pochi anni si è passati:
 - Da un sistema basato su un numero limitato e centralizzato di impianti di dimensioni medio grandi, connessi alle rete in alta tensione, ad un complesso sistema di generazione, costituito soprattutto da impianti di piccola e media potenza distribuiti su tutto il territorio nazionale e diffusi soprattutto nelle reti di distribuzione in media e bassa tensione
 - Da impianti di generazione in grado di rispettare un programma produttivo e dotati di regolazioni automatiche di frequenza e tensione, a produzioni quasi prive di tali servizi
 - Da produzioni monitorate in tempo reale, a produzioni non misurabili direttamente e imprevedibili nel breve e medio termine

- b) La rete elettrica di distribuzione, strutturata per flussi energetici unidirezionali verso l'utenza, è oggi sottoposta a flussi energetici che possono provenire dall'utenza stessa. Pertanto, una forte produzione IAFR molto distribuita e prioritaria, specialmente in zone debolmente interconnesse alla rete elettrica, crea inversione dei flussi energetici e relativi transiti, soprattutto nelle sezioni di trasformazione AT/MT, con possibili congestioni o sovraccarichi di rete e conseguente maggior rischio di disservizi per distacchi automatici, poiché è mancato il tempo per i necessari adeguamenti strutturali e tecnologici tuttora in corso.
- c) La priorità di immissione in rete di produzioni da IAFR per lo più non programmabili (fotovoltaica ed eolica) e l'elevata potenza raggiunta da queste, generano surplus di energia in ore di basso carico e fluttuazioni produttive che alterano i necessari equilibri tra la domanda e la produzione, con riflessi negativi sulla gestione e sulla qualità del servizio elettrico, con particolare riferimento alla stabilità dei valori di tensione e frequenza. La Fig. 34 mostra l'analisi di adeguatezza ex ante del sistema elettrico (bilanciamento tra carichi e produzioni previste), per una giornata di bassissimo carico con forte ed eccedente produzione fotovoltaica (agosto 2012)
- d) I generatori fotovoltaici, a differenza dei tradizionali generatori rotanti, non hanno inerzia⁵, quindi non sono in grado di sostenere brusche variazioni di carico, in quanto la loro corrente di corto circuito è pressoché quella nominale. Pertanto, in caso di corto circuito sulla rete, maggiore è la presenza di generazione fotovoltaica e più incisivo sarà il disturbo di tensione e i possibili conseguenti disservizi, qualora le protezioni di sistema non abbiano il tempo di estinguere il guasto. La Fig. 35 indica come si estende l'area soggetta a cadute di tensione, aventi ampiezza inversamente proporzionale alla distanza dal corto circuito in rete, in presenza di notevole generazione fotovoltaica
- e) L'interconnessione tra la rete nazionale e quella europea consente scambi energetici in progressiva intensificazione, utili ad equilibrare domande e offerte. Questi scambi impongono però norme gestionali delle reti interconnesse, basate sul mantenimento dei parametri elettrici entro limiti ben definiti. E poiché questi sono strettamente dipendenti dall'equilibrio tra produzione ed utilizzazione d'energia, occorre garantire la regolazione necessaria della produzione in funzione della domanda. Regolazione che, in presenza di imprevedibili produzioni, impone ordini di riduzione di queste, impedendo a volte l'utilizzo dell'energia disponibile
- f) Per ovviare almeno in parte a detti problemi, sono in corso notevoli rafforzamenti della rete elettrica e realizzazioni di nuovi elettrodotti, oltre a sperimentazioni di

⁵ Da evidenziare come l'utilizzo di accumulatori elettrici dedicati agli impianti fotovoltaici connessi in rete potrà cambiare radicalmente tale aspetto. Un accumulatore, infatti, rende operativamente inerziale un sistema fotovoltaico.

sistemi gestionali della stessa con metodi “smart grid”. Sono anche in corso di attuazione provvedimenti normativi penalizzanti la produzione FER non programmata e premianti quella a profili prevedibili della stessa, realizzabili mediante stoccaggi intelligenti di energia

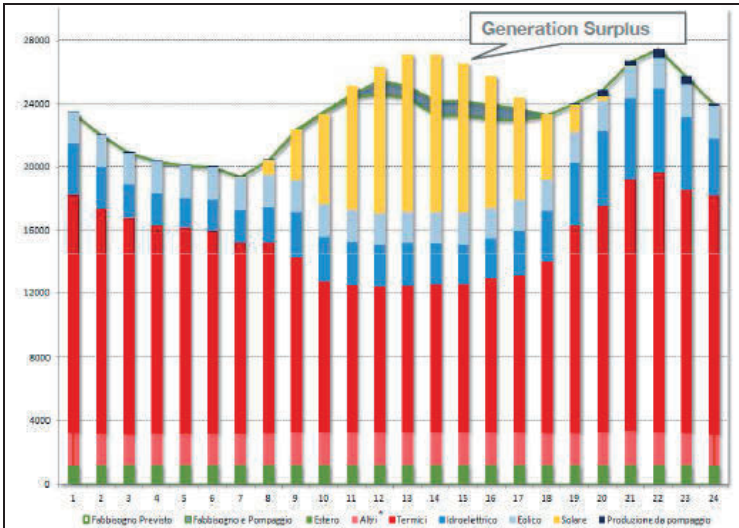


Fig. 34. Criticità di regolazione e bilanciamento del sistema elettrico (Fonte TERNA).

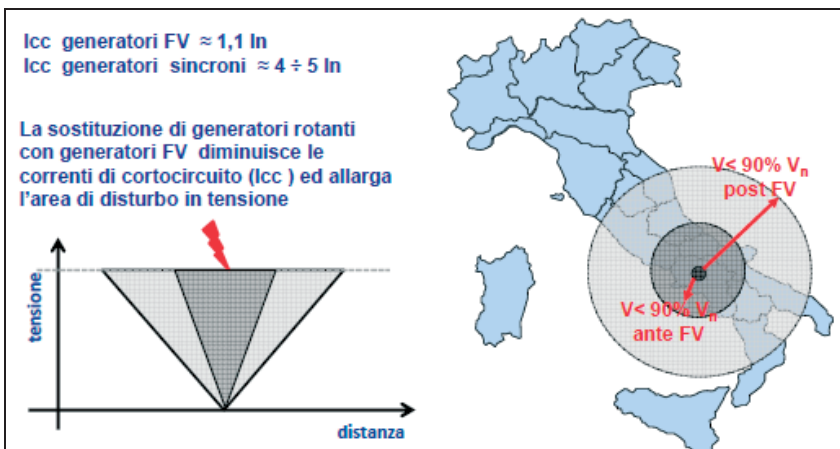


Fig. 35. Estensione dell’area soggetta al disturbo di tensione, in caso di corto circuito sulla rete a 380 kV, per forte presenza di generazione fotovoltaica (Fonte TERNA S.p.A. – Giornata di studio AEIT, Firenze 2013).

6.2.2 Problemi economici

Con i Decreti Ministeriali del luglio 2012 si è chiusa una politica industriale che ha promosso lo sviluppo degli IAFR in modo poco misurato, considerata soprattutto l'accelerazione impiantistica impressa dalle norme incentivanti del 2007-2008 e la corsa avvenuta, anche da parte di investitori esteri, per accaparrarsi incentivi molto premianti, garantiti dai 15 ai 20 anni.

Per l'incentivazione al solo fotovoltaico è stata impegnata una spesa a carico dell'utenza di 120 miliardi di euro, da spalmare su un periodo di circa 25 anni (oppure 29 in relazione al recente "decreto spalma incentivi"), con un picco di spesa annua valutato per il 2013 intorno ai 6,7 miliardi di euro, a cui si aggiungono altri 5,03 miliardi/anno per le altre FER.

Questo onere grava interamente sulle tariffe elettriche, in modo differenziato per le varie categorie di utenti e con aggravii maggiori sulle utenze domestiche e di piccole imprese, mediante la componente tariffaria degli oneri generali di sistema. Questa componente, aggiornata trimestralmente, ha assunto un peso rilevante sul costo totale della bolletta elettrica. Questa, secondo dati forniti dal GSE per le utenze domestiche del terzo trimestre 2014, è suddivisa come segue:

- Servizio vendita = 49,25% (comprende prezzo dell'energia e del dispacciamento, prezzo di commercializzazione e di vendita)
- Oneri generali di sistema = 21,61%; su di essi gravano percentualmente le seguenti componenti:
 - A3: incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (84,50%)
 - A2 ed MCT: oneri per la messa in sicurezza del nucleare e compensazioni territoriali (circa il 4,19%)
 - UC7: promozione dell'efficienza energetica (1,11%)
 - A4: regimi tariffari speciali per la società Ferrovie dello Stato (1,99%)
 - UC4: compensazioni per le imprese elettriche minori (0,78%)
 - A5: sostegno alla ricerca di sistema (circa 0,49%)
 - As: copertura del bonus elettrico (0,17%)
 - Ae: copertura delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica (6,77%)
- Costi di rete e misura = 15,80%
- Imposte = 13,34%

Dai tali dati potrebbe sembrare che l'incidenza percentuale della componente A3 e quindi delle FER sul totale della bolletta elettrica sia del 18,25%; ma anche le altre componenti tariffarie risentono indirettamente, in misura diversa e non ben quantificabile, dei gravami imposti dalle FER. Tra questi, i costi di ristrutturazione della rete ai fini della generazione distribuita, inclusi nei costi di rete; quelli spalmati sulle varie componenti di copertura; e quelli del servizio vendita per i costi riflessi sul mercato elettrico e sul dispacciamento dalle priorità garantite alle FER.

A tale riguardo occorre ricordare che il rapido sviluppo delle produzioni FER ha penalizzato i notevoli investimenti per le centrali turbogas a ciclo combinato, che hanno sostituito nei decenni scorsi le vecchie e inquinanti centrali ad olio combustibile e che, pur potendo produrre elettricità a costi intorno a 100 euro/MWh, hanno dovuto cedere il passo, funzionando a ritmo ridotto e a maggiori costi d'esercizio, a produzioni tre o quattro volte più costose ma prioritarie per legge.

Pertanto, aggiungendo detti oneri alla componente A3, l'incidenza percentuale delle FER sulla tariffa elettrica può essere valutata di alcuni punti ben maggiore del 20%.

Dal punto di vista economico si deve anche considerare che gli investimenti attuati per i generatori fotovoltaici ed eolici hanno interessato principalmente materiali di fabbricazione estera, quindi senza ritorni e benefici a livello nazionale.

Vi è pertanto un grosso interrogativo sulla validità economica della politica industriale relativa alle FER, che potrà essere chiarito soltanto dopo i necessari assestamenti del sistema elettrico nazionale.

In conclusione, non vi è dubbio che in futuro, per gli IAFR ancora installabili (soprattutto fotovoltaici) il rapporto costi benefici potrà essere molto più favorevole che nel periodo 2007-2012. Ma con i dati qui riportati si spera di aver messo in evidenza che non erano e non sono infondate le preoccupazioni contenute nel punto 7 del Bidecalogo del CAI sulle possibili speculazioni, favorite da spinte allarmistiche ben orchestrate, a danno di un previdente ed ordinato sviluppo di valide tecnologie e del sistema produttivo nazionale.

6.3 Prospettive di sviluppo

Gli scenari di riferimento per il 2020 della Strategia Energetica Nazionale (SEN, varata nel 2012) sono per una tendenza alla stabilità dei consumi e per un mix di produzione elettrica basato soprattutto su gas e fonti rinnovabili, con contributi come da Fig. 36, dove le FER figurano al 35-38%. La produzione FER 2013-2014 ha già raggiunto livelli non lontani dagli obiettivi SEN 2020, con notevoli contributi non programmabili al limite della tollerabilità per una sicura gestione della rete elettrica e pesanti impegni economici. Dette produzioni hanno quindi messo a nudo ostacoli tecnici ed economici da superare per un ulteriore possibile sviluppo.

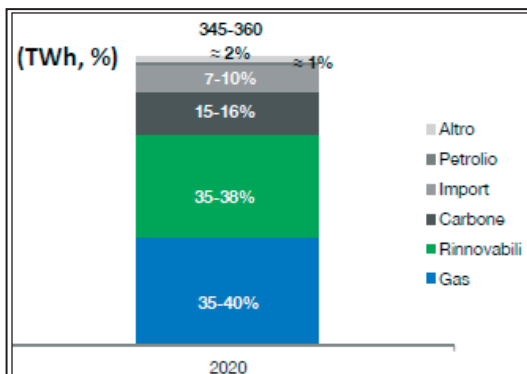


Fig. 36. Riferimenti SEN per fonti primarie al 2020.

Pertanto, si ritiene che tale prospettiva sarà condizionata sia dai tempi di ristrutturazione degli elettrodotti (già in atto), sia dalle scelte normative e tecnologiche che potranno essere adottate per garantire sostenibilità economica e sicurezza del servizio elettrico.

Gli obiettivi in tal senso, in parte già tracciati dai provvedimenti normativi del 2012 e da interventi dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (AEEG) sono:

- a) Una produzione IAFR la più vicina possibile ai costi di mercato dell’energia elettrica (market parity o grid parity in caso di autoconsumo)
- b) Una prevedibilità o programmabilità delle produzioni al fine di una efficace regolazione dei bilanciamenti e carichi di rete

L’obiettivo a) è ottenibile riducendo o annullando l’incentivazione in modo da selezionare gli IAFR più efficienti e competitivi. In Fig. 37 è evidente un esempio di come la forte incentivazione degli anni scorsi abbia favorito una progressiva installazione di numerosi impianti eolici poco efficienti, con funzionamenti largamente inferiori alle 2000 ore equivalenti annuali, limite generalmente ritenuto minimo per un accettabile rapporto tra costi e benefici (vedasi anche art. 7 del nuovo Bidecalogo CAI).

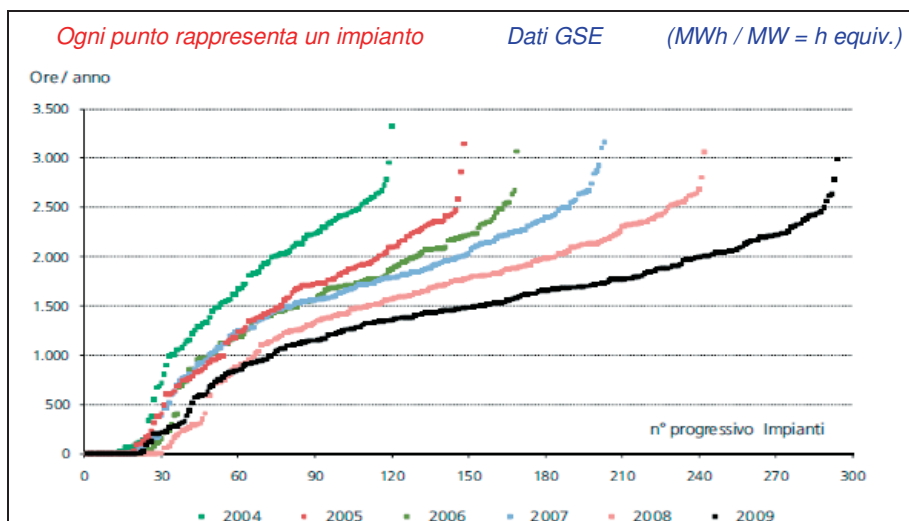


Fig. 37 Progressiva minor efficienza degli impianti eolici installati negli anni di maggior sviluppo incentivato.

L’obiettivo b) è raggiungibile sia coinvolgendo i grandi impianti fotovoltaici ed eolici nel fornire contributi al bilanciamento della rete, con remunerazioni premianti e corrispettivi penalizzanti come già previsto da norme tecniche CEI e dall’AEEG, sia mediante un’azione combinata di stoccaggio delle produzioni non programmabili, in ore di forte produzione non necessaria, e di gestione intelligente dei flussi energetici sulla

rete elettrica mediante monitoraggi e automazioni computerizzate (smart grid).

Questo obiettivo può essere raggiunto in diversi modi e comporta un aggravio dei costi impiantistici e possibili aggressioni ambientali, che possono però essere compensati dal recupero di punte di produzione, come quelle di folate eoliche o di picchi fotovoltaici, non ammissibili in rete per sovraccarichi temporanei.

Lo stoccaggio energetico può essere realizzato su singoli impianti o su punti critici della rete con modalità diverse, in relazione alle esigenze di regolazione dei carichi elettrici, alle potenze in gioco ed alle opportunità ambientali.

La tecnologia di accumulo energetico offre diverse possibilità, fra le quali citiamo quelle più considerate per le funzioni di cui sopra:

- Accumulatori elettrochimici di vario tipo e costo⁶; dimensionabili in batterie assemblabili per piccoli e grandi impianti per la frazione di energia accumulabile e dotati dei relativi sistemi di regolazione e controllo di carica e scarica, hanno un'efficienza attorno al 90%
- Pompaggio idrico in bacini naturali o artificiali e successiva utilizzazione idroelettrica programmabile; è una tecnologia ben collaudata, applicabile per potenze d'impianto medio-alte, dove vi siano le necessarie opportunità ambientali, con efficienza attorno all'80%
- Sistemi ad aria compressa (CAES) con restituzione energetica diretta o combinata in impianti turbogas; sono utilizzabili per impianti di potenza medio-alta, schematizzati in Fig. 38 con i relativi valori di efficienza.

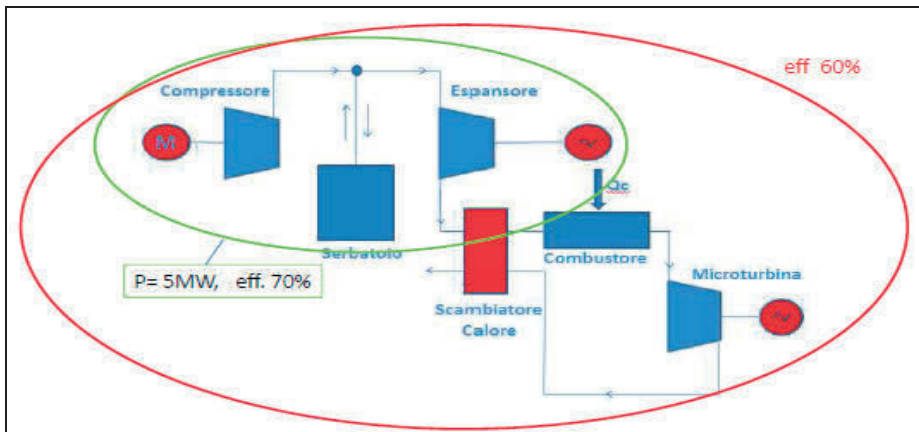


Fig. 38. Schema di un sistema "Compressed Air Energy Storage" (CAES).

⁶ La tecnologia al litio può soddisfare al meglio le necessità tecniche, ma è ancora lontana dalla convenienza economica.

Le varie soluzioni comportano, oltre ai costi non trascurabili, compensabili come sopra accennato, ulteriori occupazioni di suolo, qualora il sistema di accumulo non sia allocabile nella struttura dell'impianto. Possono inoltre comportare alterazioni ambientali per condutture, bacini idrici o serbatoi sotterranei necessari nei vari casi.

La gestione attiva della rete elettrica (o smart grid) è l'inevitabile obiettivo imposto dalle complessità e conseguenti rischi per la sicurezza del servizio elettrico, che vanno accumulandosi con la crescente generazione distribuita. Obiettivo a cui il sistema elettrico nazionale si sta già orientando e che comporterà nuove modalità di gestione, protezione e regolazione della rete, rendendola capace di controllare i singoli generatori (tramite trasmissione di opportuni segnali) per regolare la produzione secondo i fabbisogni energetici e le relative necessità di trasporto e distribuzione.

In relazione alla realizzazione o meno dei suddetti obiettivi, si potranno avere scenari diversi che potranno promuovere o frenare ulteriori sviluppi degli IAFR. Una valutazione di detti scenari, a cura della società di consulenza *eLeMeNS*, pubblicato sul n. 5/2013 della Rivista AEIT "L'Energia Elettrica", prospetta tre scenari di ulteriore penetrazione di potenza da FER, dipendenti dalle assegnazione delle aste e dall'iscrizione ai registri previsti dal DM 6/7/2012 e da eventuali incentivazioni all'autoconsumo per il fotovoltaico. Nel grafico di Fig. 39 si riporta lo scenario intermedio di sviluppo annuale di potenza, che comunque consentirebbe un ulteriore incremento produttivo di energia rinnovabile ("Res production" nel grafico).

I tre scenari prospettati in tale studio hanno in comune un andamento dello sviluppo IAFR ancora crescente fino al 2015-2016, a cui seguirebbe una progressiva diminuzione degli incrementi.

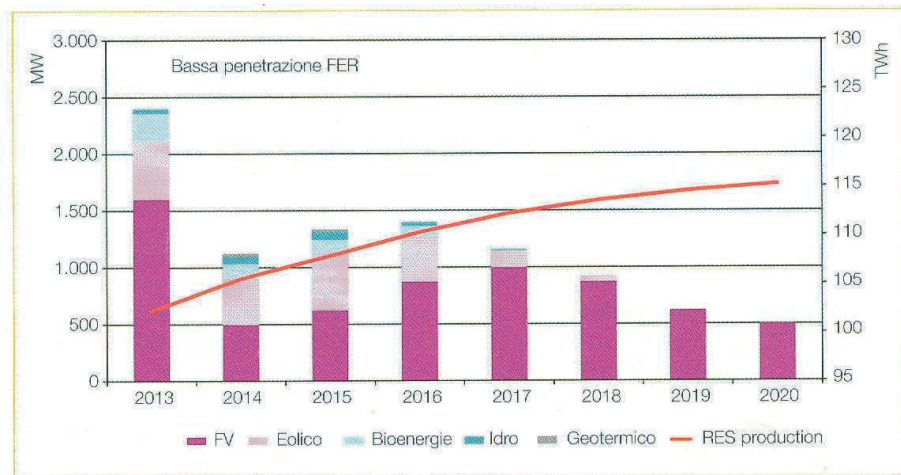


Fig. 39. Potenza annua installabile per ciascuna FER e relativo incremento della produzione nello scenario intermedio (Fonte: studio *eLeMeNS*).

In ogni caso, le FER di cui si attendono ulteriori sviluppi sono essenzialmente quelle che si sono affermate negli anni scorsi, ma con i limiti e le incognite seguenti .

Le prospettive del fotovoltaico, fatti salvi gli utilizzi per utenze isolate, sono anche legate a possibili innovazioni tecnologiche che ne riducano ulteriormente i costi, attualmente al limite della “grid parity” ma ancora superiori alla “market parity”.

Le fonti eoliche “on shore” più efficaci ed accessibili sono state già in gran parte sfruttate e gli ulteriori progetti su crinali montani ed in siti “off shore” stanno giustamente incontrando ostilità da parte delle popolazioni e degli enti locali per le compromissioni ambientali che ne conseguirebbero.

Il settore dei biocombustibili ha ancora buone prospettive di sviluppo, legate allo sfruttamento del biogas da residui agro-zootecnici ed al recupero dei prodotti di risulta o manutenzione forestale, a condizione che siano effettuate nelle immediate vicinanze della zona produttiva.

Il settore idroelettrico potrebbe ancora avere modesti e insignificanti incrementi produttivi, a spese dei pochissimi e residui corsi d’acqua montani ancora liberi, oppure realizzando piccoli impianti su risorse idriche locali.

Per il geo-termoelettrico le possibilità di sviluppo sono limitate, in quanto le fonti di energia sono circoscritte alle poche zone geotermicamente attive sul territorio nazionale.

Per il solare termico, oltre a quanto già detto al punto 4.2.4, le prospettive di sviluppo sono legate alla qualità ed alla durata degli impianti, affinché essi possano garantire tempi più accettabili di rientro degli investimenti e risparmi energetici considerevoli, in relazione alle future variazioni del costo dell’energia termica (gas metano, ecc.).

7. PRODUZIONE ENERGETICA E AMBIENTE

7.1 Le emissioni clima-alteranti

In un paese industrializzato come l’Italia, l’industria energetica è responsabile di una buona parte delle emissioni gassose in atmosfera, come appare da Fig. 40, con possibili effetti alteranti sul clima.

Risulta infatti che gli incrementi della concentrazione di gas a effetto serra, come l’anidride carbonica (CO₂) e il metano (CH₄), seguano fedelmente l’aumento delle temperature medie misurate sul nostro pianeta negli ultimi 150 anni.

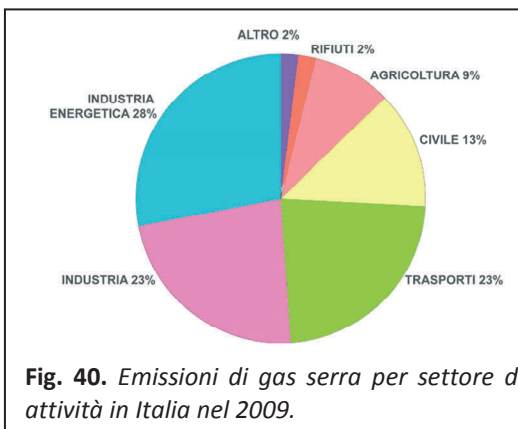


Fig. 40. Emissioni di gas serra per settore di attività in Italia nel 2009.

Non si vuole qui entrare nel dibattito scientifico in corso sulle varie cause e contributi all'aumento di CO₂ e CH₄ in atmosfera; si rileva però che mutamenti climatici simili a quelli che interessano attualmente il nostro pianeta si sono verificati in documentati periodi storici e geologici esenti da attività industriali. Con ciò, nulla toglie che prudenzialmente sia data molta attenzione alle emissioni clima-alteranti fatte oggetto del protocollo di Kyoto ed in seguito da impegni dell'Unione Europea, come il "pacchetto 20-20-20" del 2009, confermato dalla stessa nel 2012, che si propone di ridurre del 20% i consumi energetici e le emissioni di gas serra entro il 2020, aumentando nel contempo della stessa misura le produzioni energetiche da fonte rinnovabile e di incrementare del 20% l'efficienza energetica negli usi finali di energia⁷.

Purtroppo, nel protocollo di Kyoto, nessun tipo di limitazione alle emissioni di gas serra viene previsto per i Paesi in via di sviluppo, in modo da non ostacolare il loro progresso verso condizioni economiche e sociali più favorevoli. Ciò vanificherà in breve tempo l'impegno dei paesi industrializzati: si stima infatti che le emissioni di gas serra nei Paesi in via di sviluppo stiano crescendo ad un ritmo triplo di quello osservato nei Paesi già sviluppati.

Secondo un recente studio dell'IPCC, il gruppo di studio intergovernativo sui cambiamenti climatici, un raddoppio delle concentrazioni di CO₂ potrebbe portare a un aumento della temperatura globale quantificabile tra 1,4 e 5,8 °C entro il prossimo secolo. Lo stesso studio afferma che esistono prove "chiare" dell'influenza umana sul clima e che è probabile che i gas a effetto serra immessi dall'uomo nell'atmosfera «...abbiano già sostanzialmente contribuito al riscaldamento osservato negli ultimi 50 anni».

Per invertire la rotta, sarebbe necessario un drastico taglio di almeno il 60% delle emissioni di gas a effetto serra. L'obiettivo fissato dal protocollo di Kyoto, anche se ambizioso, risulterebbe insufficiente alle suddette necessità, ma può essere uno stimolo ed un esempio a perseguire percorsi virtuosi tesi alla salvaguardia di un ambiente terrestre vivibile.

Attualmente (2014) è in discussione in sede UE un innalzamento degli obiettivi, con probabile spostamento degli stessi all'anno 2030.

7.2 Contributi alla riduzione delle emissioni clima-alteranti

il grafico di Fig. 38 riporta una parte dei risultati di uno studio dell'RSE sulle possibili riduzioni di emissioni di CO₂ ottenibili dallo sviluppo delle FER dovuto alla incentivazione adottata negli scorsi anni in Italia e dal possibile sequestro e confinamento geologico della CO₂ post combustione nelle grandi centrali termiche, attualmente in fase di sperimentazione.

In esso si rileva che le riduzioni delle emissioni ottenibili da detto sviluppo FER e dal

⁷ Cfr. l'appendice A.

sequestro di CO₂, rispetto alla condizione non incentivata (step zero) possono contribuire solo in parte (traccia verde) all'obiettivo (target) di riduzione assegnato al sistema elettrico nazionale dalle direttive UE.

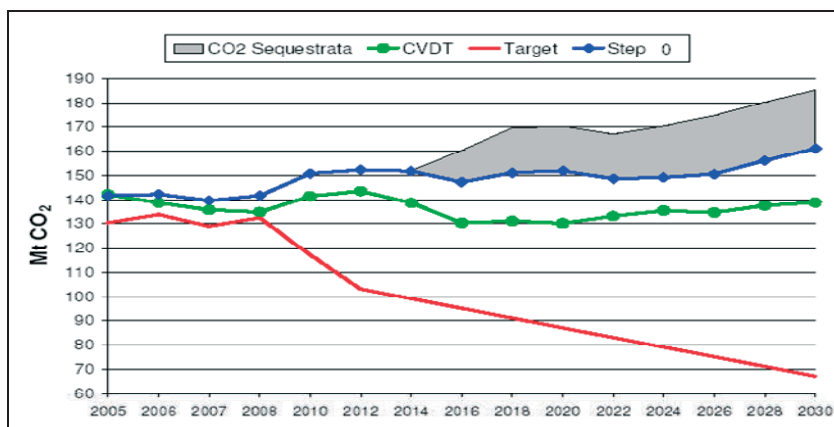


Fig. 38. Possibili abbattimenti delle emissioni di CO₂ da sequestro della stessa e dallo sviluppo delle FER (Fonte: RSE S.p.A.).

In merito alla tecnologia per il sequestro della CO₂, internazionalmente definita “Carbon Capture and Storage” (CCS), va rilevato che la fase sperimentale sulle grandi e moderne centrali termiche a carbone pone non facili problemi tecnici ed economici che andrebbero ad aumentare di circa il 35% il costo dell’energia elettrica prodotta, vanificando i vantaggi economici finora offerti da detto combustibile.

Pertanto un efficace complemento per la riduzione delle emissioni è il possibile risparmio dei consumi di energia, anche mediante una miglior efficienza negli usi finali.

7.3 Costi ambientali

Nella prospettiva di valutare le possibilità e l’opportunità di rispettare gli obiettivi di cui sopra per le emissioni del settore elettrico, la rivista dell’Associazione Elettrotecnica ed Elettronica Italiana pubblicò nel maggio 2002 uno studio, effettuato in collaborazione tra il CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) ed il Politecnico di Milano, l’Università di Parma e l’ARPA Lombardia, che analizzava i costi industriali ed ambientali della produzione elettrica ai fini di una transizione produttiva che porti al rispetto degli obiettivi UE.

Tale studio arrivava alla conclusione che il rispetto degli impegni di Kyoto può risultare conveniente per l’Italia anche economicamente, in quanto si ridurrebbero i costi ambientali di circa 2 miliardi di Euro all’anno; il tutto supportato dalla valutazione dei costi industriali ed ambientali del kWh prodotto, riportati in Tab. 9.

Tecnologie produttive	Costi ambientali (€/MWh) min. - max.	Costi industriali (€/MWh) min. - max.	Emissioni di CO ₂ (g/kWh)
Grande idroelettrico (P > 10 MW, impianti esistenti)	3,1 - 9,3	13,9	0
Piccolo idroelettrico (impianti esistenti)	2,1 - 3,1	18,1	0
Piccolo idroelettrico (nuove installazioni)	2,1 - 3,1	43,9 - 103	0
Geotermico	0,5 - 6,7	62 - 108	440
Rifiuti solidi	2,6 - 18,1	62 - 160	510
Eolico	0,5 - 2,1	54,2 - 108	0
Biomasse	0,5 - 19,6	77,5 - 136,9	0
Biogas	0	43,9 - 67,1	0
Fotovoltaico	1 - 2,1	261 - 568	0
Olio combustibile (ciclo Rankine)	11,9 - 71,3	29,4	700
Cogenerazione da derivati petroliferi	3,1 - 9,3	29,4	530
Gas naturale (repowering)	0,5 - 13,9	24,3 - 41,3	360
Gas naturale con ciclo combinato (nuove installazioni)	0,5 - 13,4	25,8 - 47	350
Gas naturale con cogenerazione (grandi impianti)	0,5 - 8,8	35,1	312
Gas naturale con cogenerazione (medi impianti)	0,5 - 8,8	38,7	313
Gas naturale con cogenerazione (piccoli impianti)	0,5 - 8,8	46,5	325
Turbine a gas con altri gas (impianto esistente)	5,2 - 15,5	49,1	660
Tar con ITGCC	2,1 - 11,9	46,5	779
Carbone (ciclo Rankine)	2,6 - 51,6	22,7	930
Carbone (ciclo combinato con cogenerazione)	2,6 - 7,7	20,7	976
Carbone (ciclo combinato senza cogenerazione)	2,6 - 7,7	12,9	1040

Tab. 9. *Produzione annua, costi ed emissioni specifiche di CO₂ per 20 diverse tecnologie di produzione di energia elettrica in Italia (Fonte: studio Politecnico di Milano-CESI-AEI del 2002.)*

I costi industriali sono valutati in base agli investimenti impiantistici, alle ore di utilizzo, al rendimento, alla vita utile, ai costi di esercizio dei vari tipi di impianto e ai tassi di attualizzazione. Per impianti con tecnologie e sviluppo in fase evolutiva, detti costi sono stati proiettati al 2010, tenendo conto delle probabili economie di scala.

I costi ambientali sono stati valutati tenendo conto delle ripercussioni socio-economiche (ambientali, sanitarie, sociali) a livello locale, ossia nella zona di installazione dell'impianto, tralasciando i costi ambientali globali, ossia a livello planetario, per evidenti difficoltà valutative.

In questo studio, il settore di danno più indagato è quello della salute umana, seguito da quelli inerenti ai danni agricoli e ai manufatti, mentre sono dichiaratamente quasi trascurati i danni all'ambiente naturale, forse perché questi possono avere una componente più soggettiva, perciò diversamente valutabile. Quindi, gli autori dello studio ammettono che detti costi ambientali sono sicuramente sottostimati, ma che le valutazioni effettuate sono attendibili, essendo il risultato di studi condotti in quindici paesi europei nell'arco di un decennio.

Da precisare che uno studio del genere è molto oneroso dal punto di vista della ricerca ed integrazione dei dati di input e della successive elaborazioni. Di fatto, dal 2002, studi così completi non sono più stati pubblicati. Per tale motivo si riporta comunque quanto in Tab. 9, considerando i dati rappresentati ancora significativi.

8. EFFICIENZA E RISPARMIO ENERGETICO

I temi del risparmio e dell'efficienza energetica hanno visto l'Italia in primo piano nel contesto europeo a partire dagli anni settanta del secolo scorso, dando seguito alle direttive UE con normative nazionali, per le quali si rimanda all'appendice B, anche per un breve excursus storico. Anche l'ultima direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che si pone l'obiettivo di ridurre del 20% i consumi energetici mediante misure vincolanti da adottare, è stata recepita con il recente D.Lgs. 102/2014.

In merito a tale argomento, uno studio pubblicato ne "L'Energia Elettrica" n. 3 del 2010, Ugo Farinelli (dell'Associazione Italiana Economisti dell'Energia, AIEE) afferma che è possibile ridurre di oltre il 20% il fabbisogno energetico italiano attuale e le conseguenti emissioni clima-alteranti attraverso la corretta applicazione delle seguenti strategie:

- Per il 40% migliorando l'efficienza energetica
- Per il 21% sostituendo combustibili e materie prime
- Per il 9% recuperando scarti di materiali e di energia
- Per il 30% mediante cattura della CO₂ dopo la combustione e suo sequestro compresso in ambito ipogeo profondo

In merito, si elencano nel seguito i principali settori interessati al risparmio energetico e le possibili modalità in cui può essere ottenuto.

Riduzione della dispersioni termiche degli edifici

Nel settore residenziale ed in quello dei servizi, il riscaldamento degli edifici assorbe circa il 70% dell'energia richiesta. Una notevole riduzione di questi consumi è ottenibile da una maggior attenzione nella progettazione, ristrutturazione e manutenzione degli edifici, attuabile mediante coibentazioni ed utilizzo di materiali a bassa trasmittanza termica per le pareti esterne, sostituzione di serramenti con altri a più alte prestazioni termiche, sostituzione dei generatori di calore con altri a più elevato rendimento, programmazione e controllo automatico della temperatura interna dei vari locali, ecc.

Contenimento ed ottimizzazione dei consumi termici

Recuperi energetici dell'ordine del 20% dell'energia fornita dalla fonte primaria, possono essere ottenuti mediante l'adozione di tecnologie ad elevato rendimento quali caldaie a condensazione dei fumi, cogenerazione di acqua calda per usi sanitari negli impianti termoelettrici (in questi ultimi il recupero del calore di condensazione del vapore può essere utilizzato per il teleriscaldamento), utilizzo di pompe di calore, ecc.

Un'interessante prospettiva di sviluppo è costituita dalla cogenerazione di energia e teleriscaldamento mediante piccoli impianti a gas o a biomassa distribuiti, ove ve ne sia l'opportunità di impiego.

Il consumo energetico per la produzione dell'acqua calda negli edifici residenziali è calcolato intorno al 12% di quello totale del settore. L'uso integrato di energia solare negli edifici, per il riscaldamento di acqua ad uso sanitario e/o per integrazione ai sistemi di riscaldamento, potrebbe apportare considerevoli risparmi di energia.

Riduzione dei consumi di carburante per autotrazione

Una riduzione valutabile intorno al 20% dei consumi di carburante può essere ottenuta mediante il contenimento, in fase di progettazione, delle velocità massime dei veicoli e della potenza dei motori entro limiti ragionevoli e di buon senso.

Altri significativi risparmi dei consumi possono derivare dall'utilizzo di pneumatici a basso attrito e da una progettazione migliorata delle caratteristiche aerodinamiche degli autoveicoli.

Contenimento dei consumi nell'industria, nei trasporti e nei servizi

Una non trascurabile riduzione dei consumi energetici può essere ottenuta in questi settori mediante:

- L'adozione di macchine e metodi di lavorazione più efficienti⁸
- Il ridimensionamento dei mezzi di trasporto pubblici, in relazione alle reali neces-

⁸ Il D.Lgs. 102/2014, di recepimento della Direttiva Europea 2012/27/UE, ha come scopo principale proprio l'efficiamento dell'utilizzo dell'energia nel settore terziario, industriale e della Pubblica Amministrazione. Si rimanda, per tali argomenti, all'appendice B.

sità ed alle esigenze di viabilità

- Una graduale conversione del trasporto su gomma (che utilizza principalmente carburanti di origine fossile) in trasporto ferroviario e ferrotorviario elettrico
- Un maggior uso di traghetti navali per lunghe tratte TIR lungo la nostra penisola

Contenimento dei consumi elettrici per usi civili

Poiché il settore dell'illuminazione assorbe oltre il 10% dell'energia elettrica prodotta in Italia, considerevoli risparmi possono essere ottenuti mediante progettazione professionale degli impianti di illuminazione, con tecnologie ad alto rendimento. Oggi il mercato dell'illuminazione offre diversi tipi di lampade, le cui caratteristiche di efficienza e consumo sono riassunti nella Tab. 10, nella quale sono ancora riportate per un utile raffronto le lampade ad incandescenza, ormai in via di eliminazione dal mercato UE.

Ulteriori risparmi si possono ottenere con la scelta di apparecchi ed elettrodomestici ad elevata efficienza energetica oggi disponibili. Inoltre è attuabile tutta una serie di accortezze per il risparmio energetico domestico la cui descrizione esulerebbe dal presente manuale; si rimanda in proposito alla serie di opuscoletti pubblicati gratuitamente in formato PDF dall'ENEA sul proprio sito internet (www.enea.it).

Tipologia	Potenza nominale (W)	Consumo effettivo (W)	Efficienza luminosa (lumen/W)	Durata teorica (ore) ^(*)
Incandescenza (230 V)	75	75	12,8	1.000
Alogena (230 V)	75	75	14,7	2.000
Alogena (12 V)	50	53	17,9	4.000
Alogena tipo IR (12 V)	50	53	22,6	4.000
Fluorescenti lineari	18	20-26 ^(**)	50	18.000
Fluorescenti compatte	24	27	44,4	12.000
LED (230 V)	15	15	64,8	40.000

^(*) *Convenzionalmente si considera un anno composto da 2.500 ore di effettivo funzionamento.*

^(**) *I consumi effettivi delle lampade fluorescenti lineari dipendono dal tipo di alimentatore; il minor consumo si ha con alimentatore di tipo elettronico, il maggiore con quello tradizionale (reattore).*

Tab. 10. *Caratteristiche di efficienza e consumi delle lampade di uso comune in abitazioni, uffici, negozi.*

9. RISORSE E POLITICHE ENERGETICHE

9.1 Un mondo energetico in rapido cambiamento

Dal “World Energy Outlook” si apprende che «[...] molti dei capisaldi tradizionali del settore energetico sono attualmente in fase di ridefinizione. Alcuni dei principali paesi importatori stanno diventando esportatori, mentre paesi storicamente grandi esportatori si stanno anche affermando come principali motori dell’aumento della domanda mondiale di energia. La giusta combinazione di politiche e tecnologie dimostra che è possibile indebolire i legami tra crescita economica, consumi energetici ed emissioni di CO₂ legate all’energia. Lo sviluppo del petrolio e gas non convenzionali (oil shale e gas shale) e il crescente apporto delle energie rinnovabili stanno modificando la percezione della distribuzione delle risorse energetiche mondiali. Conoscere le dinamiche su cui si fondano i mercati energetici è fondamentale per i decisori politici che cercano di conciliare obiettivi economici, energetici ed ambientali. Chi è in grado di anticipare correttamente gli sviluppi energetici mondiali può trarne vantaggio, mentre coloro che non sono in grado di farlo rischiano di assumere decisioni sbagliate sia in termini di politica che di investimenti».

Un contributo a questo cambiamento arriva particolarmente dagli Stati Uniti mediante nuove modalità di estrazione di metano e petrolio dai contenuti bituminosi di scisti e rocce sedimentarie del sottosuolo. Le tecniche di estrazione sono laboriose e impattanti poiché, tramite perforazione, tali rocce vengono fratturate con iniezione di acqua ad altissima pressione, che libera gli idrocarburi contenuti ma può generare inconvenienti ambientali non ben quantificabili, trattandosi di esperienze del tutto nuove.

Il grafico di Fig. 39 mostra che la disponibilità estraibile di questo tipo di petrolio (oil shale), considerato di buona qualità, nei soli Stati Uniti è stimata pressoché uguale alla somma di tutte le maggiori riserve mondiali conosciute di petrolio convenzionale. I costi di estrazione elevati sono compensati dalle notevoli quantità di metano (gas shale) pure ottenibile da detti processi estrattivi; gas che notizie recenti indicano contribuisca già a produrre energia elettrica a costi intorno ai 30 dollari al MWh, quasi un terzo dei costi italiani. Con queste prospettive, gli Stati Uniti si avvicinano progressivamente all’autosufficienza energetica, prevista al 2035.

Inoltre il baricentro della domanda di energia si sta fortemente spostando verso le economie emergenti, in particolare Cina, India e Medio Oriente, che si prevede determineranno l’aumento di un terzo del consumo energetico mondiale al 2035, rispetto al livello attuale.

Tutti insieme questi cambiamenti determinano un nuovo orientamento dei flussi commerciali di energia dal bacino Atlantico alla regione Asia-Pacifico. Per cui si prevedono alti prezzi del greggio, persistenti differenze tra prezzi del gas e dell’elettricità in regioni diverse ed aumento, in molti paesi, della spesa per importazioni energetiche, che accresceranno la dipendenza dell’intera economia dall’energia. Perciò le dif-

ferenze delle disponibilità e dei prezzi energetici sono destinate a condizionare la competitività industriale, influenzando le decisioni di investimento e le strategie aziendali.

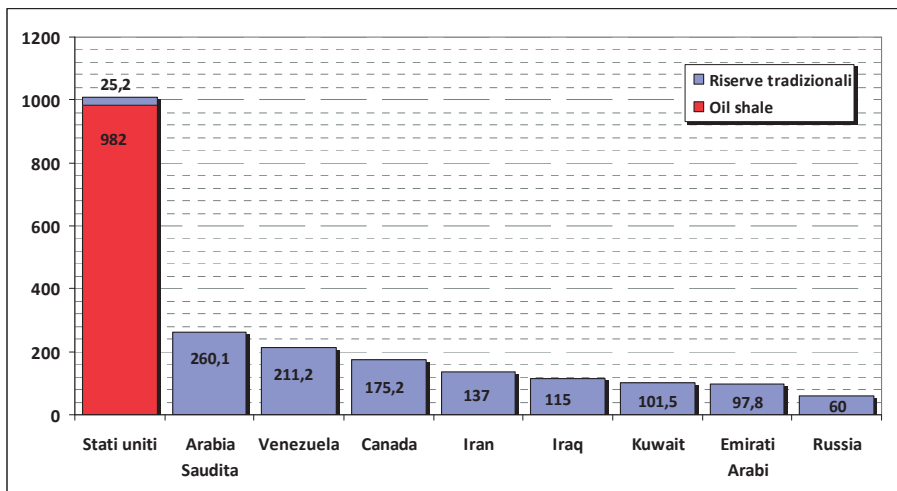


Fig. 39. Stima del petrolio “oil shale” tecnicamente estraibile negli Stati Uniti rispetto alle maggiori riserve tradizionali mondiali (Fonte: Survey 2013 del World Energy Council).

9.2 Risorse fossili

Il Survey 2013 del World Energy Council (WEC) fa rilevare che negli anni dal 1993 al 2011, mentre la popolazione mondiale è cresciuta da 5,5 a oltre 7 miliardi di persone, con un incremento del 27%, i consumi globali di fonti primarie di energia (in Mton equivalenti di petrolio) sono cresciute del 48%. Questo rapido incremento dei fabbisogni energetici, favorito anche dalla diffusione di tecnologie che utilizzano energia elettrica, soprattutto nei paesi in via di sviluppo, rende arduo prevedere le disponibilità e l'utilizzo a lungo termine delle risorse energetiche mondiali. Tuttavia, le previsioni mondiali WEC a medio termine (2020) come appare da Fig. 40, attribuiscono ancora larga prevalenza di utilizzo di fonti fossili convenzionali (76%), un consistente incremento di utilizzo di fonti rinnovabili (16%) e utilizzi pressoché immutati di fonti nucleari (6%) e di grande idroelettrico (2%).

Le principali riserve conosciute di risorse fossili, escluse quelle “oil shale” e “gas shale” non ancora ben quantificabili, risultano distribuite e quantificate come riportato nelle Tab. 11, 12 e 13, che indicano anche il divario delle produzioni dal 1993 al 2011 e la loro durata (anni) ai consumi attuali (riferiti al 2011).

Da questi dati si rileva che le riserve mondiali di petrolio e gas stimate nel 2011 risultano superiori a quelle del 1993, quindi ancora abbondanti, sia per nuovi giacimenti scoperti sia per nuove tecnologie estrattive,

Se a queste riserve si aggiungeranno le notevoli disponibilità di “oil shale” e “gas shale” e se l’incremento previsto delle produzioni da fonti rinnovabili potrà compensare i crescenti fabbisogni energetici, si può ipotizzare che le risorse fossili siano sufficienti per garantire un periodo di transizione verso risorse energetiche più sostenibili dal punto di vista ambientale ed economico.

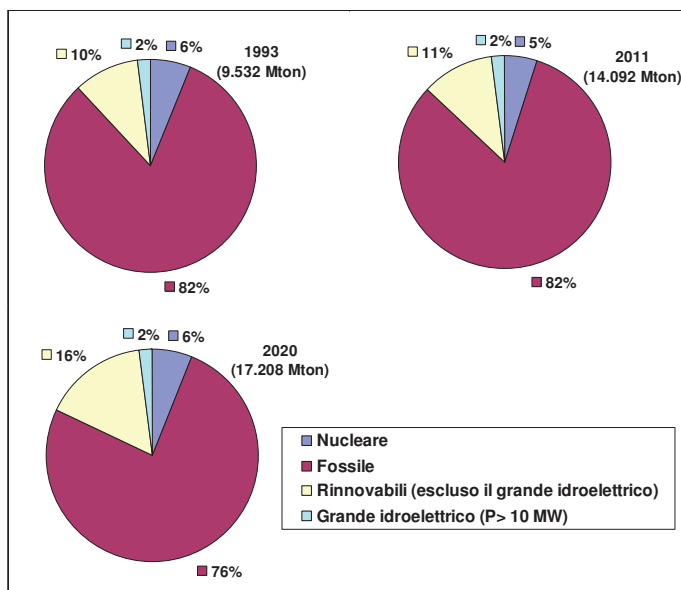


Fig. 40. Evoluzione delle forniture mondiali di fonti primarie.

Zone geografiche	Riserve (Mton)		Produzione (Mton)		Ris./Prod. Anni (2011)
	1993	2011	1993	2011	
USA	168.391	237.295	858	1.092	>100
Federazione Russa	168.700	157.010	304	327	>100
Cina	80.150	114.500	1.150	3.384	34
Australia	63.658	76.400	224	398	>100
India	48.963	60.600	263	516	>100
Resto del mondo	501.748	245.725	1.675	1.805	>100
Totali	1.031.610	891.530	4.474	7.520	>100

Tab. 11. Stime delle riserve e produzioni mondiali di carbone.

Zone geografiche	Riserve (Mton)		Produzione (Mton)		Ris./Prod. Anni (2011)
	1993	2011	1993	2011	
Venezuela	9.842	40.450	129	155	>100
Arabia Saudita	35.620	36.500	422	526	69
Canada	758	23.598	91	170	>100
Iran	12.700	21.359	171	222	96
Iraq	13.417	19.300	29	134	>100
Resto del mondo	68.339	82.247	2.338	2.766	30
Totali	140.676	223.454	3.179	3.973	56

Tab. 12. *Stime delle riserve e produzioni mondiali di petrolio grezzo.*

Zone geografiche	Riserve (sm ³ x 10 ⁹)		Prod. (sm ³ x 10 ⁹)		Ris. /Prod. Anni (2011)
	1993	2011	1993	2011	
Federazione Russa	48.160	47.750	604	670	71
Iran	20.659	33.790	27	150	>100
Qatar	7.079	25.200	14	117	>100
Turkmenistan	2.860	25.213	57	75	>100
Arabia Saudita	5.260	8.028	36	99	81
Resto del mondo	57.317	69.761	1.438	2.398,8	22
Totali	141.335	209.742	2.176	3.509,8	60

Tab. 13. *Stime delle riserve e produzioni mondiali di gas metano.*

9.3 Altre risorse

Le riserve di uranio accertate ed economicamente sfruttabili sono valutate tra 2,5 e 4 Mt e sono principalmente localizzate in Canada ed Australia (50%); il 40% è suddiviso tra Kazakistan, Namibia, Niger, Uzbekistan, Russia. Nell'ipotesi che rimangano stabili i consumi attuali, tali riserve potrebbero bastare per circa 70 anni.

Ma il settore elettronucleare, dopo il disastroso incidente causato dal maremoto a Fukushima nel 2011, ha subito una pausa di riflessione in cui convergono informazioni diverse e contrastanti. Queste riguardano sia la sicurezza e la durata degli impianti attualmente in funzione e quella dei pochi impianti di terza generazione in costruzione⁹, sia la vera o presunta disponibilità e futuri costi dell'uranio arricchito. Parallela-

⁹ Gli impianti di terza generazione sono tecnologicamente simili ai precedenti, ma con migliorati accorgimenti di sicurezza.

mente, non si hanno prospettive certe per i cosiddetti impianti di quarta generazione¹⁰, ancora in fase progettuale. Questi dovrebbero garantire: -maggiore sicurezza, economicità di gestione per il possibile uso di sostanze fissili più disponibili, -minori produzioni di scorie radioattive, -taglie di potenza d'impianto modulabili. Anche gli studi e le sperimentazioni per l'utilizzo della fusione nucleare procedono a rilento per le notevoli difficoltà di contenere e utilizzare le altissime temperature della reazione che dà vita alle stelle.

L'energia geotermica potenzialmente disponibile a livello mondiale è stimata essere poco più dell'1% del totale delle fonti primarie attualmente utilizzate nel mondo. Questa risorsa è in parte utilizzata per la produzione elettrica ed in parte per fini termici.

L'energia eolica potenzialmente disponibile nel mondo è valutata essere 1,5 volte i consumi totali di energia primaria attuali. Occorre però rilevare che le principali aree ventose del pianeta sono scarsamente o per nulla popolate e quindi lontane dalla richiesta energetica; inoltre la potenza disponibile è in gran parte discontinua e non si addice ad essere impiegata per la produzione di base dell'energia.

L'energia solare che raggiunge la terra e la sua atmosfera, è valutata maggiore di 6000 volte i consumi totali di energia primaria da parte dell'umanità attuale. Gli usi mondiali di questa energia sono oggi in notevole aumento, per fini sia termici che elettrici, ma la sua pulsazione giornaliera e variabilità genera difficoltà gestionali del suo apporto alla rete elettrica, che ne limitano l'impiego in assenza di sistemi di stoccaggio o di prevedibilità.

Gli impianti fotovoltaici nel mondo totalizzavano a fine 2012 una potenza installata di 281 GW, fornendo circa il 3% del fabbisogno d'energia elettrica. L'86% della potenza installata nel mondo si trova in soli dieci Paesi: Cina, USA, Germania, Spagna, India, Gran Bretagna, Italia, Francia, Canada e Portogallo.

Il legno fornisce circa il 5% dei consumi mondiali di energia primaria; oltre il 70% di questi consumi avvengono in Asia e Africa. Le politiche energetiche dei paesi sviluppati e con forti risorse legnose tendono ad incrementare l'uso del legno e dei suoi derivati (pellets) per impianti termici automatizzati e ad alto rendimento.

Le biomasse vegetali diverse dal legno, sono potenzialmente fonti di energia rinnovabili, ma la loro produzione, salvo gli scarti agricoli e zootecnici, può entrare in conflitto con le produzioni alimentari, con la biodiversità delle zone a produzione intensiva e con un sostenibile uso del territorio, in quanto richiede vastissime superfici coltivabili in rapporto all'energia ricavabile, così come indicato nel grafico di Fig. 41.

¹⁰ I reattori nucleari di quarta generazione sono un gruppo di sei famiglie di progetti per reattori a fissione di nuova concezione che, pur essendo da decenni allo studio, non si sono ancora concretizzati in impianti utilizzabili in sicurezza. Si ritiene che possano essere disponibili commercialmente nei prossimi decenni.

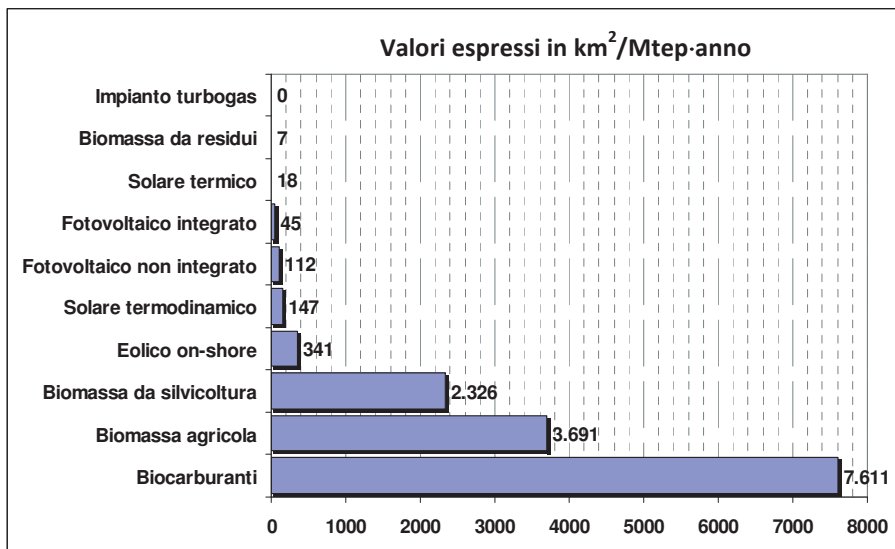


Fig. 41. *Raffronto delle superfici richieste dalle varie fonti rinnovabili per unità di energia finale (Fonte: Centro Studi Amici della Terra).*

Dal grafico si rileva che soprattutto la produzione di biocarburanti non ha una giustificazione dal punto di vista ambientale, in quanto esistono produzioni energetiche alternative, adattabili agli stessi usi, molto meno incisive per quanto riguarda lo sfruttamento del suolo. Sfruttamento che, per i biocarburanti, avviene con monoculture intensive, le quali in certi casi vanno a sostituire e a distruggere irreparabilmente ambienti naturali ricchi di biodiversità, quali le foreste equatoriali.

10. DEFINIZIONI DI AMBIENTE E IMPATTO AMBIENTALE

Ambiente: insieme di fattori costituiti da: a) uomo, fauna e flora; b) suolo, acqua, aria, clima e paesaggio; c) patrimonio ambientale, storico e culturale; e dalle rispettive interazioni.

Impatto ambientale: l'alterazione qualitativa e/o quantitativa dell'ambiente, inteso come sistema di relazioni fra i fattori antropici, fisici, chimici, naturalistici, climatici, paesaggistici, architettonici, culturali ed economici, in conseguenza dell'attuazione sul territorio di piani o programmi o della realizzazione di progetti relativi a particolari impianti, opere o interventi pubblici o privati, nonché della messa in esercizio delle relative attività. (Legge n. 152/2006)

APPENDICI

A. LA POSIZIONE DEL CAI SULLE FER

Si riporta di seguito uno stralcio del Nuovo Bidecalogo del CAI, approvato nel 2013 dall'Assemblea Generale dei Delegati, con particolare riferimento al punto 7, che esprime la posizione ufficiale del CAI in merito alle Fonti d'Energia Rinnovabili (FER).

«Il CAI è conscio della fondamentale importanza dell'energia e della sua disponibilità per la sopravvivenza e lo sviluppo dei territori di montagna. Diverse fonti rinnovabili di energia (energia cinetica, idraulica ed eolica, biomasse forestali, ecc.) traggono origine, per condizioni favorevoli, dalle zone montuose, ma il loro sfruttamento può causare importanti squilibri (idrogeologici, paesaggistici, flora-faunistici e antropico-sociali) all'ambiente. Le attuali fonti rinnovabili di energia pongono problemi non indifferenti al paesaggio e all'ambiente naturale in genere:

- l'eolico industriale, per la necessità di infrastrutture di grande impatto in rapporto alla modesta energia prodotta;
- il fotovoltaico, per la tendenza a sostituirsi all'agricoltura nelle campagne e sui pendii dolci e per l'impoverimento della fertilità dei suoli;
- l'idroelettrico, oltre a modificare radicalmente l'idrografia e l'ambiente nelle zone di captazione, riduce fortemente la portata dei corsi d'acqua con evidenti ricadute sulla loro naturalità e sui territori a valle;
- gli impianti a biomassa, possono alterare l'economia delle coltivazioni alimentari, fenomeno tutt'altro che raro, e provocare massiccia importazione di materiale dai Paesi Esteri con devastanti ricadute su quei territori e sul traffico conseguente al trasporto della materia prima.

L'utilizzo di tali fonti, auspicabile in linea di principio, è tuttavia oggi distorto da incentivazioni economiche che possono alterare e falsare la loro sostenibilità economico-ambientale e indurre speculazioni industriali a spese dell'ambiente naturale e del paesaggio».

Quanto alla propria posizione ufficiale, «il CAI ritiene che le fonti di energia rinnovabili debbano essere sostenute con il giusto equilibrio, operando in modo che il loro utilizzo debba sottostare:

- Ad un controllo positivo del rapporto costi-benefici in termini energetici, economici, ambientali e sociali, esperito tramite la valutazione di incidenza ed impatto ambientale per le nuove strutture
- Ad un divieto di installazione di nuove strutture idrauliche, eoliche o fotovoltaiche nei parchi nazionali e regionali e nelle riserve naturali, nei SIC, ZPS ed aree Natura 2000
- Alla priorità nella installazione del fotovoltaico in centri abitati e/o utilizzando strutture già esistenti (tetti, parcheggi, ecc.)
- All'accertamento, per l'eolico, della sussistenza di una ventosità che assicuri una

produttività specifica media equivalente ad almeno 2.000 ore/anno di funzionamento a potenza nominale»

B. ELEMENTI NORMATIVI (per IAFR, risparmio ed efficienza energetica)

B.1 Premesse

Il possibile risparmio sui consumi finali di energia offerto dalla messa in pratica di opportune strategie di efficientamento energetico delle utenze e dei sistemi di produzione e trasporto dei vettori energetici ormai da anni costituisce, sia a livello europeo che italiano, un'importante leva operativa con la quale tentare di risolvere la dicotomia fra problemi energetici ed ambiente.

Parallelamente, le incertezze del mercato petrolifero, i crescenti costi delle fonti primarie ad esso legate e la necessità di ridurre le emissioni di gas a effetto serra concordata col Protocollo di Kyoto,¹¹ nel corso degli ultimi decenni hanno stimolato provvedimenti legislativi nazionali e della Comunità Europea per favorire lo sviluppo del mercato delle energie rinnovabili. Dette normative, per aver prodotto negli anni scorsi incentivazioni alle volte eccessive ed insostenibili economicamente, hanno subito conseguenti modifiche correttive.

Il quadro normativo (europeo e nazionale) è sempre stato impostato correlando strettamente fra loro i settori dell'efficienza e del risparmio energetico, quello delle FER e degli IAFR e quello della gestione delle reti energetiche (elettricità e gas meta-no prime fra tutte). Salvo qualche caso ben specifico, la maggior parte della normativa pubblicata risulta dunque composta da documenti riguardanti almeno due dei cinque settori citati.

Anche per tali motivi un'analisi completa della Normativa europea ed italiana richiederebbe un manuale a sé e, in ogni caso, esulerebbe dagli scopi del presente. È però possibile stilare un quadro di massima, con il quale ripercorrere le tappe salienti che hanno portato infine ai provvedimenti dei giorni nostri. Tenendo ben presente che quanto esposto nel seguito non è da interpretarsi come una "storiografia asettica" della normativa in questione: di fatto i documenti attualmente in vigore richiamano continuamente quelli pubblicati negli anni precedenti; a volte sostituendoli, la maggior parte delle volte integrandoli. Conoscere dunque, seppur per sommi capi, l'evoluzione normativa degli ultimi 40 anni è di fatto d'obbligo per chiunque si occupi o intenda occuparsi degli argomenti trattati nel presente manuale.

Di seguito si riportano dunque i provvedimenti più significativi ed una sintesi dei loro principali contenuti. I riferimenti normativi sono elencati privilegiando la sequenza

¹¹ Il protocollo di Kyoto è un trattato internazionale riguardante il riscaldamento globale sottoscritto nella città di Kyoto l'11 dicembre 1997 da più di 180 Paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici. Il trattato è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica anche da parte della Russia.

cronologica, senza suddivisioni settoriali, proprio per le motivazioni richiamate in precedenza.

B.2 La Normativa

Tutto ebbe inizio con la crisi petrolifera del 1973, a causa della quale (o...grazie alla quale, a seconda del punto di vista che si adotta per interpretare quanto allora avvenuto) l'Unione Europea ed i suoi Stati membri iniziarono a porre seriamente in primo piano la questione degli approvvigionamenti energetici ed a trovare possibili soluzioni al problema energetico.

I primi provvedimenti italiani riguardarono, fra gli altri aspetti, anche la gestione della produzione, trasmissione ed utilizzazione dell'energia. È del 1975 il primo Piano Energetico Nazionale (PEN) italiano; esso ebbe l'obiettivo dichiarato di favorire una progressiva sostituzione della produzione di energia – elettrica e termica – a partire da fonti fossili (primo fra tutti il petrolio) con la produzione basata sull'energia nucleare. In realtà il PEN non ebbe di fatto molte ripercussioni; questo fu dovuto soprattutto al fatto che – come anni dopo hanno confermato autorevoli personalità del mondo tecnico e politico di allora – esso fu pianificato basandosi su stime “gonfiate” dei fabbisogni energetici nazionali (in particolare di quelli elettrici), molto probabilmente tese, come già osservato, ad incentivare il più possibile il ricorso alla fonte nucleare.

Il PEN subì due aggiornamenti, nel 1977 e nel 1981, ma la filosofia di fondo non venne di fatto mai cambiata: le stime dei fabbisogni furono riviste al ribasso, ma la strategia del ricorso al nucleare non venne mai abbandonata.

Ma, a poco a poco, qualcosa iniziava a cambiare: nel 1982 venne varata la L. 308/82, con la quale veniva promossa la prima campagna a sostegno della politica energetica nazionale. Anche se con soli obiettivi economico-finanziari (e dunque non ambientali), vennero introdotti incentivi in conto capitale per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili ed un nuovo quadro giuridico per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione.

Di fatto, la L. 308/82 mostrò alcuni limiti nella fase attuativa, con forti ritardi nell'elaborazione delle graduatorie per l'assegnazione degli incentivi, ed un limite di potenza assegnato agli impianti troppo basso per stimolare una reale ripresa del settore energetico. Finché, soprattutto sull'onda emotiva conseguente al disastro della centrale nucleare di Chernobyl (26 aprile 1986), gli italiani, con il referendum dell'8 novembre 1987, bloccarono di fatto qualsiasi ricorso nostrano alla produzione di energia da fonte nucleare. Il PEN venne così completamente rivisto; il 10 agosto 1988 il Consiglio dei Ministri approvò il nuovo piano, ispirato ai criteri di promozione dell'uso razionale dell'energia e del risparmio energetico, all'adozione di norme per gli auto-produttori di energia ed allo sviluppo progressivo di fonti di energia rinnovabile.

Con il nuovo PEN venne fissato l'obiettivo all'anno 2000 di aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili del 44%, con una ben definita ripartizione in-

terna di questo mercato, che venne suddiviso in 300 MW di energia eolica, 75 MW di energia solare fotovoltaica e l'adozione da parte di tutte le Regioni di piani d'azione per l'utilizzo e la promozione di energie rinnovabili sul proprio territorio.

Il 9 gennaio 1991 vennero pubblicate in G.U. due delle Leggi attuative previste dal PEN, la n. 9 e la n. 10. Venne inoltre promulgato il provvedimento CIP 6/92, con il quale fu possibile dare un nuovo impulso allo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile ed all'impiego della cogenerazione.

La L. 9/91 rinnovò profondamente le Norme riguardanti il settore elettrico, liberalizzandolo ed aprendo ai privati il settore della produzione di elettricità.

La L. 10/91, "Norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia", fra le altre cose introdusse la figura del Responsabile per la Conservazione e l'Uso Razionale dell'Energia, comunemente noto (ancora ai giorni nostri) come "Energy Manager". La L. 10/91 sostituì la L. 308/86 e prescrisse l'emanazione di tutta una serie di norme attuative riguardanti le tipologie tecnico-costruttive in edilizia, l'impiantistica in genere e per i trasporti. Alcune di queste norme non sono mai state emanate, pur essendo indicate esplicitamente dalla Legge. Molte altre, invece, lo furono.

La più importante fra queste fu (ed è ancora) certamente il D.P.R. 412/93 "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'articolo 4/IV della Legge 9 gennaio 1991, n. 10", che venne poi modificato ed integrato dal D.P.R. 551/99, "Regolamento recante modifiche al Decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, in materia di progettazione, installazione, esercizio e manutenzione degli impianti termici degli edifici, ai fini del contenimento dei consumi di energia", il quale introdusse precise norme sui rendimenti degli impianti termici nonché sulle modalità di controllo e verifica da parte delle Province e dei Comuni. In particolare, il suddetto Decreto:

- Suddivide il territorio nazionale in sei zone climatiche in funzione dei "gradi giorno" comunali ed indipendentemente dall'ubicazione geografica
- Stabilisce per ogni zona climatica la durata giornaliera di attivazione ed il periodo annuale di accensione degli impianti di riscaldamento
- Classifica gli edifici in otto categorie a seconda della destinazione d'uso e stabilisce per ogni categoria di edifici la temperatura massima interna consentita
- Stabilisce che gli impianti termici nuovi o ristrutturati debbono garantire un rendimento stagionale medio che va calcolato in base alla potenza termica del generatore installato
- Definisce i valori limite di rendimento per i generatori di calore ad acqua calda e ad aria calda

- Prevede una periodica manutenzione e verifica formale degli impianti termici

Tali Decreti costituirono una vera e propria pietra miliare nell'ambito dell'efficientamento energetico degli edifici e degli impianti ad essi asserviti. Ed ancora oggi hanno un ruolo fondamentale, anche dopo le recenti modifiche introdotte con il recente D.Lgs. 192/2005.

Quanto ai successivi sviluppi riguardanti i settori di interesse, si ritiene sufficiente fornire il seguente schema:

- 27 dicembre 1997: pubblicata la L. 449/97, mediante la quale viene formalmente introdotto in Italia il meccanismo delle detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edili. La detrazione IRPEF, allora applicabile al 41% delle spese sostenute per l'esecuzione degli interventi di recupero dei fabbricati residenziali e delle relative pertinenze possedute, aliquota e norma più volte modificata successivamente.
- 1999: pubblicato il D.Lgs. 79/1999 (noto subito come "Decreto Bersani"). Esso contiene direttive per raggiungere le mete fissate dal Libro bianco nazionale sulle fonti rinnovabili; cambia il regime di sostegno CIP 6/92, basato su prezzi incentivanti; obbliga dal 1° gennaio 2002 i soggetti che hanno prodotto o importato più di 100 GWh/anno di elettricità generata da fonti convenzionali (non rinnovabili) ad immettere nell'anno successivo nella rete pubblica una quantità di energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili, nuovi o ripotenziati, pari ad almeno il 2% dell'energia eccedente i suddetti 100 GWh.
- 1999: pubblicata la L. 488/1999 (Finanziaria 2000), con la quale la detrazione fiscale per le ristrutturazioni edili viene abbassata al 36%
- 1999/2000: pubblicati il Decreto del Ministero dell'Industria 11/11/1999 ed il D.L. 164/2000. Emessi in attuazione del Decreto Bersani, istituiscono un sistema di "certificati verdi" (CV)¹² assegnati dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN, poi GSE) ad ogni proprietario di impianti a fonti rinnovabili, in servizio dopo il 1° aprile 1999, sulla base dell'energia "verde" prodotta l'anno precedente, quantificata in 100 MWh per certificato. I certificati ottenuti in eccedenza all'obbligo produttivo sono cedibili, a prezzo di libero mercato, ad altri soggetti tenuti a rispettare tale obbligo, dal quale sono escluse le produzioni di energia combinate con cogenerazione di calore utile (teleriscaldamento)
- 2001: emanata la Direttiva 2001/77/CE¹³. Essa introduce la definizione di "centrali ibride", le quali sono riconosciute IAFR soltanto per la quota di produzione ascrivibile a fonti rinnovabili
- 28 dicembre 2001: pubblicata la L. 448/2001 (Finanziaria 2002), che stabilisce che la detrazione del 36% per le ristrutturazioni edili (spese sostenute dal 1 gennaio

¹² Vedasi il paragrafo 4.1.2.

¹³ Direttiva di programmazione della Comunità Europea per la promozione delle fonti rinnovabili di energia.

- 2002) debba essere obbligatoriamente ripartita in 10 quote annuali di pari entità
- 2002: con la L. 120/2002 l'Italia ratifica il Protocollo di Kyoto
- 2002: pubblicato il Decreto del Ministero delle attività produttive 18/3/2002. Esso apporta alcune modifiche ed integrazioni al Decreto 11/11/99, includendo nella qualifica IAFR il rifacimento parziale di impianti idro- e geo- termoelettrici, definendo norme di qualifica IAFR per gli impianti che operano una combustione combinata (co-combustione) da fonti rinnovabili e convenzionali
- 2002: Direttiva Europea 2002/91/CE, con la quale viene introdotta ufficialmente per la prima volta a livello europeo la certificazione energetica degli edifici
- 27 dicembre 2002: con la L. 289/2002 (Finanziaria 2003) proroga fino al 30 settembre 2003 il meccanismo delle detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edili ed introduce la possibilità, per i contribuenti che età non inferiore a 75 o 80 anni, di optare per la più favorevole ripartizione della detrazione spettante, rispettivamente in 5 o 3 rate annuali costanti, anziché in 10
- 2003: pubblicato il D. Lgs. 387/2003, di recepimento della Direttiva 2001/77/CE. Promuove un maggior contributo delle FER alla produzione di elettricità per il mercato italiano, stabilendo una progressione della quota d'obbligo di produzione da rinnovabili dello 0,35% all'anno dal 2004 al 2006 e dello 0,75% all'anno dal 2007 al 2012. Stabilisce l'autorizzazione unica per gli impianti di produzione e per le opere connesse. Definisce le competenze di TERNA per la connessioni degli impianti FER alla Rete di Trasmissione Nazionale
- 24 dicembre 2003: pubblicato il D. L. 355/2003 (poi convertito, con modificazioni, nella L. 47/2004), che proroga al 31 dicembre 2005 il meccanismo delle detrazioni fiscali al 36% per le ristrutturazioni edili
- 2004: pubblicata la L. 239/2004 (Riordino del settore energetico). Oltre ai provvedimenti di incentivazione per nuove produzioni e di semplificazione normativa per il trasporto energetico, riduce la quota produttiva per l'emissione dei CV da 100 a 50 MWh, estendendo questi anche all'energia prodotta da idrogeno
- 20 luglio 2004: pubblicazione dei "Decreti gemelli" (D.M. 20 luglio 2004), che introducono in Italia il sistema dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), noti fin da subito anche come "certificati bianchi". Esso prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in Tonnellate Equivalenti di Petrolio (TEP) risparmiate. Un certificato equivale al risparmio di una tonnellata equivalente di petrolio (TEP). Le aziende distributrici di energia elettrica e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando progetti di efficienza energetica che diano diritto ai certificati bianchi oppure acquistando i TEE da altri soggetti sul mercato dei TEE organizzato e gestito dal Gestore del Mercato Elettrico (GME). L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) è l'organo deputato alle attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati ai progetti di efficienza energeti-

ca presentati per l'ottenimento dei TEE

- Pubblicato il D.M. 28 luglio 2005, successivamente integrato dal D.M. 6 febbraio 2006. L'insieme dei due Decreti viene definito dagli operatori del settore come "Primo conto energia fotovoltaico". In attuazione del D. Lgs. 387/2003, essi introducono un sistema incentivante per gli impianti FV in conto esercizio della produzione elettrica, sostituendo i precedenti contributi statali a fondo perduto destinati alla messa in servizio degli impianti
- 17 agosto – 8 ottobre 2005: in attesa di recepire la Direttiva Europea 2002/91/CE, in Italia la L. 10/1991 viene affiancata dal D.M. 178/2005 ("Norma concernente il regolamento d'attuazione della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (articolo 4, commi 1 e 2), recante: «Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia»")
- 9 ottobre 2005: entra in vigore il D.Lgs. 192/2005, di attuazione della Direttiva 2002/91/CE; vengono introdotte le metodologie di calcolo del fabbisogno energetico di un edificio, i requisiti prestazionali minimi e le modalità di certificazione energetica. Vengono fissati dei livelli più elevati di isolamento termico che deve avere un edificio ed è promosso l'utilizzo di apparecchiature a maggior rendimento; viene inoltre introdotto l'obbligo, per le nuove costruzioni, di munirsi di certificazione energetica
- 23 dicembre 2005: la L. 266/2005 (Finanziaria 2006) proroga il meccanismo delle detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edili fino al 31 dicembre 2006, innalzando l'aliquota di detrazione dal 36% al 41%
- 2006: pubblicato il D.Lgs. 152/2006, che eleva da 8 a 12 anni la durata garantita dei CV
- 5 aprile 2006: Direttiva 2006/32/UE sull'efficienza degli usi finali dell'energia e dei servizi energetici
- 4 luglio 2006: pubblicato il D. L. 223/2006 (noto come "Decreto Visco-Bersani"), che fissa la quota di detrazione per le ristrutturazioni edili al 41% fino al 30 settembre 2006, riportandola al 36% fino al 31 dicembre dello stesso anno
- 19 ottobre 2006: Piano UE di azione per l'efficienza energetica (2007-2012)
- 27 dicembre 2006: la L. 296/2006 (Finanziaria 2007) proroga al 31 dicembre 2007 il meccanismo delle detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edili, fissando l'aliquota al 36%. Introduce inoltre il meccanismo delle detrazioni fiscali al 55% per gli interventi di risparmio energetico. Quest'ultimo, a differenza delle detrazioni per le ristrutturazioni edili, è valido non solo per i privati, ma anche per le imprese
- 1 febbraio 2007: entra in vigore il D.Lgs. 311/2006, recante disposizioni correttive ed integrative al D.Lgs. 192/2005, tuttora in vigore assieme ai suoi numerosi de-

creti attuativi

- 19 febbraio 2007: entra in vigore il “Secondo conto energia fotovoltaico”, che incentiva gli impianti FV entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2010. Previsto l’ampliamento della potenza incentivabile e l’eliminazione dei limiti annuali di potenza incentivabili. Disponibili nuove tariffe premianti anche il grado di integrazione architettonica e l’uso efficiente dell’energia
- Luglio 2007: primo Piano Nazionale per l’Efficienza Energetica in Italia
- 24 dicembre 2007: entra in vigore la L. 244/2007 (Legge finanziaria 2008). Amplifica notevolmente l’incentivazione alle FER; riduce la quota produttiva di emissione dei CV ad 1 MWh ed introduce coefficienti moltiplicatori di detta quota per diversi tipi di impianto; estende e garantisce la durata degli incentivi per il fotovoltaico a 20 anni ed a 15 anni per tutti gli altri IAFR; garantisce il rimborso da parte del GSE dei CV invenduti, ad un prezzo pressoché doppio rispetto al valore medio di mercato dell’energia; introduce tariffe omnicomprendenti molto premianti per medi e piccoli impianti. La stessa Legge proroga al 31 dicembre 2010 il meccanismo delle detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edili, fissando l’aliquota al 36%
- 2008: rappresentanti del Governo Berlusconi dichiarano: «Entro la prossima primavera il governo presenterà un nuovo Piano Energetico Nazionale, nel quale sarà incluso l'avvio del nucleare»
- 5 febbraio 2008: a seguito di un regolare interpello, l’Agenzia delle Entrate pubblica la Risoluzione n. 33/E, con la quale viene chiarito in via definitiva che anche i Comuni possono accedere al meccanismo delle detrazioni fiscali per gli interventi di risparmio energetico
- 2 aprile 2009: entra in vigore il D.P.R. 59/2009, primo documento di attuazione del D.Lgs. 192/2005 (così come modificato dal D.Lgs. 311/2006); esso riguarda le metodologie di calcolo, i criteri ed i requisiti minimi relativi alla climatizzazione invernale, alla produzione di acqua calda sanitaria, alla climatizzazione estiva (principale novità rispetto al D.Lgs. 192/2005)
- 23 aprile 2009: Direttiva 2009/28/CE (Promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili) e Direttiva 2009/29/CE (cosiddetto “Pacchetto 20-20-20”)
- 25 luglio 2009: entra in vigore il D.M. 26/06/2009, contenente le “Linee Guida Nazionali per la certificazione energetica degli edifici”; il Decreto si applica alle regioni ed alle province che non hanno ancora provveduto ad adottare propri strumenti di certificazione energetica. Parallelamente alcune regioni italiane emanano specifiche direttive (Emilia Romagna, Liguria, Lombardia, Piemonte, Friuli Venezia Giulia, Valle d’Aosta, Puglia, Toscana) che “personalizzano” ulteriormente alcuni aspetti riguardanti le certificazioni energetiche degli edifici (in realtà qualche regione inizia ancora prima, come ad esempio la Regione Lombardia nel 2007)
- 2010: primo Piano d’Azione Nazionale per le FER

- 19 maggio 2010: Direttiva Europea 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia, che abroga la Direttiva 2002/91/CE; viene introdotto per la prima volta il concetto di "edifici ad energia quasi zero"
- 31 maggio 2010: entra in vigore il D.L. 78/2010, che abolisce l'obbligo del ritiro dei CV a discrezione del GSE
- 6 agosto 2010: entra in vigore il "Terzo conto energia fotovoltaico", applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011. La principale novità introdotta è la subordinazione delle tariffe incentivanti a nuove categorie di impianto: "impianti fotovoltaici (suddivisi in "impianti su edifici" o "altri impianti fotovoltaici"), "impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative", "impianti fotovoltaici a concentrazione", "impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica"
- 13 agosto 2010: pubblicata la L. 129/210, nota con il nome di "salva Alcoa". Essa stabilisce che le tariffe incentivanti previste per il 2010 dal secondo conto energia possano essere riconosciute a tutti i soggetti che abbiano concluso l'installazione dell'impianto FV entro il 31 dicembre 2010 e che entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011. La pubblicazione della Legge 129/10 ha di fatto prorogato fino al 30 giugno 2011 il periodo di operatività del secondo conto energia, inizialmente destinato ad esaurirsi alla fine del 2010 per effetto dell'entrata in vigore del terzo conto energia
- 2011: pubblicato il D.Lgs. 28/2011, che recepisce la Direttiva 2009/28/CE ("Promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili"). Inoltre semplifica le procedure autorizzative degli IAFR, esclude dagli incentivi gli impianti FV eccedenti 1 MW su terreni agricoli; prevede il riordino degli oneri economici e finanziari per gli IAFR
- 2011: secondo Piano d'Azione Nazionale per le FER
- 12 maggio 2011: entra in vigore il "Quarto conto energia fotovoltaico", applicabile agli impianti FV che entrano in esercizio dopo il 31 maggio 2011. Peculiarità principale del Decreto è l'introduzione di una progressiva e programmata riduzione delle tariffe nel tempo al fine di allineare, gradualmente, l'incentivo pubblico con i costi delle tecnologie
- 12-13 giugno 2011: per la seconda volta in 25 anni il popolo italiano, attraverso un referendum, esprime la propria volontà di rinuncia all'energia nucleare
- Luglio 2011: secondo Piano Nazionale per l'Efficienza Energetica in Italia
- 6 dicembre 2011: entra in vigore il D. L. 201/2011, che rende strutturale il meccanismo delle detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edili con aliquota fissata al 36%. Nello stesso giorno viene approvato il D. L. 201/2011 (noto come "Decreto salva Italia"), con il quale le detrazioni fiscali per il risparmio energetico vengono prorogate fino al 31 dicembre 2011
- 22 giugno 2012: pubblicato il D. L. 83/2012, che innalza la quota di detraibilità per

le spese sostenute per ristrutturazioni edili e per il risparmio energetico al 50%, condizioni valide fino al 30 giugno 2013

- 5 luglio 2012: pubblicazione del quinto conto energia per il fotovoltaico (D.M. 5 luglio 2012). Impone una drastica riduzione degli incentivi; prevista la chiusura del sistema di incentivazione decorsi 30 giorni solari dalla data in cui il costo cumulato degli incentivi al fotovoltaico supererà 6,7 miliardi di euro l'anno
- Pubblicato il D.M. 6 luglio 2012. In attuazione del D.Lgs. 28/2011, esso modifica l'incentivazione alle FER non fotovoltaiche. Abolisce inoltre, dal 2016, con modalità transitorie, il sistema dei CV ed introduce tariffe omnicomprensive differenziate per fonte e classe di potenza, per la sola energia netta immessa in rete; stabilisce differenti modalità di accesso agli incentivi: con gare di assegnazione al ribasso o iscrizione a liste contingentate per classi di potenza
- 23 ottobre 2012: Il Ministro dello Sviluppo Economico del Governo Monti, Corrado Passera, annuncia il varo della nuova Strategia Energetica Nazionale, avvenuto poi il 16 ottobre da parte del Consiglio dei Ministri; fino al 30 novembre il documento rimane in fase di consultazione pubblica
- 4 dicembre 2012: Direttiva Europea 2012/27/UE, che abroga la Direttiva 2006/32/UE; in riferimento agli obiettivi previsti dal "pacchetto 20-20-20", la nuova Direttiva stabilisce un quadro comune di misure per la promozione dell'efficienza energetica nell'Unione al fine di garantire il conseguimento dell'obiettivo principale di ridurre del 20 % i consumi energetici entro il 2020 e di gettare le basi per ulteriori miglioramenti dell'efficienza energetica al di là di tale data
- Pubblicato il D.M. 28/12/2012, noto come "Conto termico". Con esso si è data attuazione al regime di sostegno introdotto dal D.Lgs. 28/2011 per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili¹⁴
- Pubblicato il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 28/12/2012, "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati

¹⁴ Il conto termico è principalmente noto per il regime di sostegno al solare termico (in "concorrenza" con il meccanismo delle detrazioni fiscali). In realtà esso può essere sfruttato dalla sola Pubblica Amministrazione per le opere di riqualificazione ed efficientamento energetico degli edifici e da soggetti privati e dalla Pubblica Amministrazione per gli interventi riguardanti gli impianti IAFR.

Oltre agli impianti solari termici, il Decreto riguarda le pompe di calore, gli impianti a biomassa ed i sistemi di solar cooling. Da notare che gli incentivi per impianti nuovi sono riconoscibili solo agli impianti solari termici ed a quelli di solar cooling; per tutte le altre tipologie deve sussistere la condizione di sostituzione di un vecchio impianto di climatizzazione invernale o di produzione di acqua calda sanitaria.

bianchi”, con il quale si introducono alcune importanti modifiche al meccanismo dei TEE. Innanzitutto tutte le attività di gestione del sistema incentivante vengono passate dall’AEEG al GSE a partire dal 3 febbraio 2013; vengono inoltre ampliate le schede tecniche standard con le quali calcolare i risparmi conseguibili dai progetti – anch’essi di tipo standard – presentati per l’ottenimento dei TEE

- 31 dicembre 2012: ai sensi del D.Lgs. 28/2011, questo fu l’ultimo giorno utile per la messa in esercizio degli IAFR per i quali si intendeva godere del sistema incentivante basato sui CV
- 21 gennaio 2013: in risposta al quesito posto da un portale web che si occupa di energie rinnovabili, l’Agenzia delle Entrate pubblica il Parere Protocollato 2012/137364, con il quale viene stabilito in via definitiva che gli impianti fotovoltaici possono godere della detrazione fiscale per le ristrutturazioni edili. Inoltre la Direzione Centrale Normative dell’Agenzia delle Entrate pubblica, in data 2 aprile 2013, la risoluzione n. 22/E, che, entrando più nello specifico, stabilisce che «[...] per beneficiare della detrazione fiscale, attualmente al 50%, [...] l’installazione dell’impianto fotovoltaico deve essere direttamente al servizio dell’abitazione del contribuente, utilizzato, quindi, per fini domestici come ad esempio quelli di illuminazione o alimentazione di apparecchi elettrici». Tradotto in altri termini, solo nell’ambito privato, tutte le spese sostenute per l’acquisto e l’installazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, di potenza nominale fino a 20 kW, possono beneficiare della detrazione IRPEF per il risparmio energetico. L’Agenzia delle Entrate ricorda inoltre che gli incentivi previsti dal conto energia non risultano cumulabili con il meccanismo delle detrazioni
- 18 marzo 2013: pubblicato il D. L. 36/2013, che proroga fino al 31 dicembre 2013 la validità della detrazione fiscale del 50% per le spese sostenute per le ristrutturazioni edili
- 4 giugno 2013: l’Italia recepisce la Direttiva Europea 2010/31/UE con il D.L. 63/2013 (che modifica in parte il D.Lgs. 192/2005)
- 4 giugno 2013: pubblicato il D. L. 63/2013, con il quale l’aliquota di detrazione fiscale per gli interventi di risparmio energetico passa dal 55% al 65% fino al 31 dicembre 2013. Per gli interventi relativi alle parti comuni degli edifici condominiali, o per quelli che riguardano tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio, la detrazione del 65% è invece prorogata fino al 30 giugno 2014
- 21 giugno 2013: pubblicato il D.L. 69/2013. Noto anche come “nuova Sabatini”, istituisce una facilitazione dell’accesso al credito ed un sistema di contributi in conto interessi per le piccole e medie imprese che intendono acquistare impianti di generazione distribuita; fra tali impianti sono annoverati il micro-eolico, gli impianti di cogenerazione e quelli di riscaldamento e condizionamento, nonché gli impianti fotovoltaici. L’unico vincolo è che tali impianti siano funzionali allo svolgimento dell’attività di impresa; sono dunque a priori esclusi dalle incentivazioni i

Comuni. Da sottolineare che, al di là delle possibilità offerte dal meccanismo dei TEE, chiuso il quinto conto fotovoltaico la nuova Sabatini rimane ad oggi l'unica forma di incentivazione per gli impianti fotovoltaici a servizio delle aziende (in quanto le detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edili sono richiedibili esclusivamente da soggetti privati)

- 6 luglio 2013: il Quinto Conto Energia per l'incentivazione degli impianti fotovoltaici cessa di valere
- 8 marzo 2013: la Strategia Energetica Nazionale viene definitivamente approvata con Decreto Interministeriale
- 27 dicembre 2013: pubblicata la L. 147/2013 (Legge di Stabilità 2014), con importanti ripercussioni sul meccanismo delle detrazioni fiscali. Nel caso di interventi di efficienza energetica le detrazioni sono prorogate nella misura del 65%, per spese sostenute dal 6 giugno 2013 al 31 dicembre 2014 e nella misura del 50%, per spese sostenute dal 1 gennaio 2015 al 31 dicembre 2015. Nel caso di interventi relativi a parti comuni di edifici condominiali o che interessino tutte le unità di un condominio, le detrazioni sono prorogate nella misura del 65%, per spese sostenute dal 6 giugno 2013 al 30 giugno 2015 e nella misura del 50%, per spese sostenute dal 1 luglio 2015 al 30 giugno 2016
- 24 giugno 2014: pubblicazione del D. L. 91/2014 (c.d. "Decreto competitività"), poi convertito dalla Legge 11 agosto 2014 n. 116. Con essi vengono apportate sostanziali ed importanti modifiche alle modalità di ricevimento degli incentivi per gli impianti fotovoltaici che hanno goduto di uno dei differenti "conti energia"¹⁵. Lo stesso Decreto prevede finanziamenti per 350 milioni di Euro agevolati per incrementare l'efficienza energetica degli edifici scolastici e universitari pubblici.
- 19 luglio 2014: entra in vigore il D.Lgs. 102/2014, con il quale l'Italia recepisce la Direttiva Europea 2012/27/UE. Viene istituito il fondo nazionale per l'efficienza energetica; vengono definite in modo rigoroso le competenze e gli schemi di certificazione per gli operatori professionali e le società coinvolte nel settore dell'efficienza energetica, civile ed industriale (Esperti in Gestione dell'Energia, Energy Auditor, Energy Service Company, ecc.); viene introdotto l'obbligo di audit energetico periodico per le grandi imprese e per le imprese ad alti consumi energetici; vengono richiamati precisi riferimenti alla normativa tecnica per l'esecuzione di tali audit; vengono introdotte alcune modifiche al meccanismo dei certificati bianchi ed al conto termico (D.M. 28/12/2012). Nella G.U. del 24 luglio 2014 sono stati pubblicati gli allegati al citato Decreto che, per errore, non erano stati inseriti nella prima pubblicazione dello stesso

¹⁵ Si rimanda al paragrafo 4.1.1. per maggiori dettagli.

C. IL DEFLUSSO MINIMO VITALE SULLE DERIVAZIONI IDRICHE

C.1 Elementi normativi

Il contemperamento fra contrapposte esigenze di prelievo idrico per usi idroelettrici, irrigui, ecc. e salvaguardia della qualità ambientale dei corsi d'acqua è stata oggetto di interventi legislativi che hanno introdotto nel nostro ordinamento giuridico il concetto di "deflusso minimo vitale" (DMV), inteso come *«la portata istantanea da determinare in ogni tratto omogeneo del corso d'acqua, che deve garantire la salvaguardia delle caratteristiche fisiche del corpo idrico, chimico-fisiche delle acque nonché il mantenimento delle biocenosi tipiche delle condizioni naturali locali»* (D.M. 28 luglio 2004) oppure, in modo più sintetico, come il *«deflusso che, in un corso d'acqua, deve essere presente a valle delle captazioni idriche al fine di mantenere vitali le condizioni di funzionalità e di qualità degli ecosistemi interessati»* (definizione dell'Autorità di Bacino del Fiume Po).

La legislazione intervenuta nel corso degli anni a tale proposito è la seguente:

- L. 183/89, art. 3, lett. i: tutela del deflusso minimo vitale negli alvei
- L. 36/94, art. 3, comma 3: le derivazioni devono garantire un deflusso minimo
- D. Lgs. 152/99:
 - obbligo di rilascio del DMV per tutte le derivazioni d'acqua (comprese quelle in esercizio)
 - il DMV è tra gli elementi dei Piani di Tutela delle acque, che permettono di assicurare l'equilibrio del bilancio idrico
- Deliberazioni n. 7 del 13 marzo 2002 e n. 7 del 3 marzo 2004 dell'Autorità di bacino del fiume Po:
 - obiettivi e priorità di intervento ai sensi dell'art. 44 del D.lgs 152/99 ed aggiornamento del programma di redazione del Piano stralcio di bacino sul bilancio idrico
 - criteri di regolazione delle portate in alveo, finalizzati alla quantificazione del DMV dei corsi d'acqua del bacino padano e regolamentazione dei rilasci delle derivazioni da acque correnti superficiali (allegato B)
- D.M. 28 luglio 2004: "Linee guida per la predisposizione del bilancio idrico di bacino, comprensive dei criteri per il censimento delle utilizzazioni in atto e per la definizione del minimo deflusso vitale, di cui all'articolo 22, comma 4, del D.Lgs. n. 152/1999"
- D.Lgs. 152/06: Capo II, "Tutela quantitativa della risorsa e risparmio idrico", artt. 95 e 96

C.2 Criteri applicativi

Il DMV si sostanzia, in pratica, in una "minor sottrazione" d'acqua nel punto di prelievo autorizzato, in misura tale da consentire un'adequata preservazione degli ecosi-

stemi su cui esplica effetti il corso d'acqua sottoposto a captazione.

Gli artt. 95 e 121 del D. Lgs. n. 152/2006 (c.d. "Codice dell'ambiente") hanno previsto che le specifiche misure necessarie alla tutela quantitativa della risorsa idrica, tra cui principalmente quelle attuative dei rilasci del DMV, trovino disciplina nel Piano di Tutela delle Acque (PTUA), la cui approvazione è di competenza delle Regioni e deve intervenire nel rispetto degli obiettivi definiti dalle Autorità di bacino del distretto idrografico. L'art. 64 dello stesso D. Lgs. provvede a definire la ripartizione del territorio nazionale in otto distretti idrografici; inoltre nell'art. 96 si precisa che il provvedimento di concessione della captazione idrica è rilasciato se è garantito il DMV e l'equilibrio di bilancio idrico.

Il Legislatore, quindi, ha demandato al predetto strumento di pianificazione settoriale l'individuazione delle regole di calcolo e dei criteri applicativi del DMV, la cui disciplina può dunque differire tra Regione e Regione, anche se il parere riservato alle Autorità di Bacino sui contenuti del PTA, nell'ambito della necessaria interazione fra pianificazione di bacino e pianificazione regionale, e le verifiche di competenza del Ministero dell'Ambiente, dovrebbero garantire una disciplina omogenea – almeno nelle sue linee fondamentali – sul territorio nazionale, con possibilità di adeguamento alle specifiche realtà territoriali regionali.

Di fatto, le differenze ambientali tra i vari bacini imbriferi soggetti a derivazioni idriche comportano diversità tra i fattori ed i parametri utilizzati nelle formule di calcolo del DMV adottate dalle Autorità di Bacino, di cui si riporta a titolo di esempio quella adottata dall'Autorità di Bacino del fiume Po:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{DMV} = k \times q_{\text{media}} \times S \times M \times Z \times A \times T \\ Z = \max(N, Q, F) \end{array} \right.$$

in cui:

- k* parametro sperimentale determinato per singole aree geografiche
- q_{media}* portata specifica media annua per unità di superficie di bacino (in l/s kmq)
- S* superficie del bacino sottesa alla sezione del corso d'acqua (in kmq)
- M* parametro "morfologico"
- A* parametro "interazione con le falde"
- T* parametro di "modulazione nel tempo" (esigenze di tutela dell'ittiofauna e diversificazione del regime di deflusso)
- N* parametro "naturalistico"
- F* parametro "fruizione"
- Q* parametro "qualità"

Il DMV è pertanto riferito alla portata media del corso d'acqua e può risultare molto diverso da Regione a Regione o anche in zone diverse dello stesso distretto idrografico.

Fra i criteri per l'applicazione del DMV è poi particolarmente significativa, in quanto

fonte di deroghe, la previsione della “compensazione”. Sull’argomento vi è l’esempio delle Norme Tecniche d’Attuazione del PTUA approvato dalla Regione Lombardia: posto il principio generale per cui i rilasci debbano avvenire in corrispondenza delle singole opere di presa, si ammettono, su proposta del concessionario ed anche allo scopo di minimizzare le perdite energetiche, compensazioni dei rilasci «tra le varie opere di presa di uno stesso impianto» e concentrazioni dei «rilasci in uno o più punti»; si prevede cioè che in alcuni punti di prelievo possa essere rilasciato un quantitativo di DMV minore rispetto a quello ad essi pertinente o anche nessun rilascio di DMV, a condizione che il quantitativo di DMV non rilasciato venga aggiunto (compensato) al quantitativo da rilasciare in altra opera di presa.

Tutte le concessioni di derivazione sono temporanee e non possono eccedere, in via ordinaria, la durata massima di trent’anni; quelle di grande derivazione idroelettrica sono disciplinate in modo differenziato dall’art. 12 del D. Lgs. n. 79/1999 (Decreto Bersani).

Per quanto concerne, infine, le possibili iniziative a tutela dei valori ambientali che si ritenessero violati dall’attività amministrativa in tema di DMV, sussiste la possibilità di rivolgere contestazioni ed osservazioni nell’ambito del procedimento amministrativo che porta all’adozione dei provvedimenti di rilascio di nuove concessioni e di rinnovo delle concessioni in scadenza (in tali casi sono previsti specifici adempimenti di pubblicazione delle domande presentate), nonché in quello rivolto all’adeguamento delle concessioni vigenti.

È anche praticabile la soluzione (ben più onerosa per la necessità di avvalersi di rappresentanza ed assistenza legale) dell’impugnazione innanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche dei suddetti provvedimenti amministrativi, da effettuarsi nel termine di 60 giorni dalla pubblicazione degli stessi, e per la quale è necessario avere una posizione giuridica “qualificata” (per esempio essere un’associazione che ha fra i suoi scopi statutari la difesa dell’ambiente).

Sussiste pertanto la possibilità di sollecitare verifiche e controlli da parte delle Autorità preposte circa l’effettiva osservanza del DMV, attività che dovrebbero risultare agevolate ed efficaci a fronte dell’obbligo di installazione di sistemi di controllo dei relativi valori.

D. LA CONVENZIONE DELLE ALPI ED IL PROTOCOLLO ENERGIA

D.1 La Convenzione per la protezione delle Alpi

È il primo trattato internazionale al mondo dedicato ad una regione di montagna. Stipulato tra Italia, Germania, Austria, Francia, Svizzera, Liechtenstein, Slovenia, Principato di Monaco ed Unione Europea e sottoscritta nel 1991, essa ha lo scopo di tutelare le Alpi favorendone uno sviluppo sostenibile che tenga conto tanto della salvaguardia delle risorse quanto della necessità di consentirne un uso compatibile da parte dell’uomo.

La Convenzione parte dalla considerazione che un crescente sfruttamento da parte dell'uomo possa minacciare il territorio alpino e le sue funzioni ecologiche in misura sempre maggiore e che solamente l'armonizzazione degli interessi economici con le esigenze ecologiche può prevenire danni, la cui riparazione, semmai possibile, comporterebbe grande dispendio di risorse e di tempo.

Gli obiettivi per il raggiungimento dei principi della Convenzione sono costituiti da un accordo quadro, firmato da tutte le parti contraenti, in cui i singoli Stati firmatari, in ottemperanza ai principi della prevenzione, della cooperazione e della responsabilità di chi causa danni ambientali, assicurano una politica globale per la conservazione e la protezione delle Alpi, tenendo equamente conto degli interessi di tutti i Paesi alpini e delle loro regioni alpine, nonché della Comunità Europea, ed utilizzando le risorse in maniera responsabile e durevole.

Le misure e le iniziative concrete per la messa in pratica degli obiettivi della Convenzione sono individuate in protocolli di attuazione riguardanti le seguenti tematiche:

- Pianificazione territoriale e sviluppo sostenibile
- Protezione della natura e tutela del paesaggio
- Agricoltura di montagna
- Foreste montane
- Turismo
- Energia
- Difesa del suolo
- Trasporti

Sono stati inoltre approvati due protocolli supplementari, rispettivamente il "Protocollo sulla composizione delle controversie" ed il "Protocollo di adesione del Principato di Monaco alla Convenzione delle Alpi"

Oltre ai protocolli, nel novembre 2006 sono state redatte due dichiarazioni dei Ministri dell'Ambiente dei singoli Stati contraenti, relative ad argomenti specifici quali popolazione e cultura e cambiamenti climatici.

Ad oggi quasi tutti i Paesi aderenti, Italia compresa, hanno sottoscritto e ratificato tutti i protocolli d'attuazione, che pertanto assumono pieno vigore. Svizzera e Principato di Monaco, pur avendoli in gran parte sottoscritti, attendono di ratificarne alcuni.

L'organizzazione della Convenzione delle Alpi è costituita da:

- La Conferenza delle Alpi: composta dai Ministri delle Parti contraenti, è l'organo decisionale che si riunisce normalmente ogni due anni
- Il Comitato permanente: è l'organo esecutivo che garantisce la messa in pratica degli obiettivi
- Il Segretariato permanente: istituito nel 2003 con sede a Innsbruck (Austria, con funzioni politico-amministrative) ed una sede distaccata a Bolzano (con funzioni

tecnico-operative), fornisce il supporto agli organi decisionali della Convenzione; favorisce lo scambio di esperienze e conoscenze sulle Alpi ed è responsabile per le pubbliche relazioni

- I Gruppi di lavoro/piattaforme: sono istituiti in funzione delle esigenze della Convenzione. Essi hanno il compito di elaborare nuovi protocolli e raccomandazioni, di attuare le misure previste, di studiare gli sviluppi in corso e di riferire i progressi compiuti alla Conferenza delle Alpi ed al Comitato permanente.
- Il Club Arc Alpin (CAA): assemblea dei presidenti dei club alpini, è ammesso come osservatore negli incontri della Convenzione delle Alpi. Il CAI partecipa attualmente con un suo esponente ad un gruppo di lavoro.

Il testo completo dei vari protocolli e le informazioni dettagliate sulle attività della Convenzione delle Alpi sono disponibili nel sito internet www.alpconv.org oppure www.cipra.org. Di seguito si riporta una sintesi dei principali obiettivi del Protocollo Energia.

I vari protocolli ratificati, hanno valore cogente per quanto riguarda la legislazione degli stati aderenti.

D.2 Il Protocollo Energia in sintesi

Le parti contraenti si impegnano a creare condizioni quadro e ad assumere concrete misure in materia di risparmio energetico, produzione, trasporto, distribuzione ed utilizzo dell'energia, atte a realizzare una situazione energetica di sviluppo sostenibile, compatibile con i limiti specifici di tolleranza del territorio alpino.

Gli stati firmatari si impegnano, nei limiti finanziari esistenti, alla promozione ed all'impiego preferenziale di fonti energetiche rinnovabili con modalità compatibili con l'ambiente ed il paesaggio. Gli impianti idroelettrici devono garantire la funzionalità ecologica dei corsi d'acqua e l'integrità paesaggistica, mediante misure appropriate quali la definizione delle portate minime.

Per quanto concerne l'energia da combustibili fossili, devono essere utilizzate le migliori tecnologie disponibili. In caso di sostituzione di impianti termici utilizzando combustibili fossili, si deve verificare l'opportunità di passare ad impianti utilizzando fonti di energia rinnovabile.

Nel trasporto e nella distribuzione di energia è prevista la razionalizzazione e l'ottimizzazione delle infrastrutture esistenti, tenendo conto delle esigenze di tutela ambientale.

Si affronta inoltre la questione del ripristino ambientale e dell'ingegneria naturalistica, la valutazione di impatto ambientale e, per i progetti con possibili effetti transfrontalieri, la consultazione preventiva con le parti contraenti interessate.