

consente la protezione del consumatore e del mercato italiano. Infatti, la mancanza dell'obbligatorietà della certificazione ha consentito la diffusione di turbine, spesso provenienti dall'estero, non idonee tecnicamente, prive delle necessarie sicurezze e senza garanzie sulla effettiva resa in campo. Inoltre, in tal modo anche il produttore europeo ed extra-europeo che opera in Italia dovrà certificare la propria macchina secondo le normative locali.

- **Favorire lo sviluppo di tecnologie innovative** attraverso l'emanazione di bandi di ricerca che finanzino progetti nei campi dello sviluppo tecnologico e dell'innovazione industriale. In questo modo si potenzierà da un lato la propensione all'innovazione e allo sviluppo delle imprese, dall'altro a migliorare la competitività e l'attrattività del territorio al fine di rafforzare la capacità delle imprese di adeguare le loro strategie ai mutamenti di contesto.
- **Incentivare prodotti di nuova generazione** che possano essere competitivi sia con le produzioni di macchine estere sia con le macchine definite "rigenerate". Tale politica incentivante può spingere le imprese ad investire nel settore della produzione e commercializzazione di aerogeneratori di piccola taglia con significative ricadute occupazionali nella regione.
- **Ostacolare l'installazione di macchine "rigenerate"**. La diffusione di questa tipologia di impianti dovrebbe essere fortemente ostacolata e penalizzata, trattandosi di macchine ormai obsolete con capacità di produzione energetica inferiore rispetto alle macchine nuove, costi di esercizio più elevati e soprattutto sono molto più pericolose, poiché affette da fenomeni di affaticamento dei materiali e dei componenti che possono quindi collassare all'improvviso. Favorire infatti l'acquisto e l'installazione di macchine nuove e non 'rigenerate' andrebbe anche nella direzione di indirizzare gli incentivi sulla vendita dell'energia attualmente disponibili, a favore delle aziende campane ed italiane che hanno investito nello sviluppo e nella produzione di turbine eoliche di nuova concezione, più affidabili, più produttive e più sicure per l'incolumità dei cittadini e delle cose.

Le suddette azioni sono coerenti con gli obiettivi strategici previsti dal Distretto Smart Power System, distretto energetico campano operante nel settore delle energie rinnovabili. Esso ha come finalità il consolidamento competitivo del territorio regionale per lo sviluppo ed il trasferimento di conoscenze e tecnologie del settore energetico. In particolare, nell'ambito del settore eolico, il distretto si pone l'obiettivo di aiutare le aziende a sviluppare nuove turbine eoliche di piccola potenza caratterizzate da elevata efficienza di generazione anche con basse velocità del vento (medie inferiori a 5 m/s), tipiche del territorio nazionale. Inoltre, mira alla realizzazione di un laboratorio di certificazione di turbine micro e mini eoliche e dei loro sub-componenti ed ad un campo prova per la sperimentazione delle nuove turbine progettate e realizzate.

Si ritiene che, nel solo settore mini e microeolico, sia possibile, a partire dal 2017, un tasso di incremento della potenza installata di almeno 3,0 MW/anno, per un totale di almeno 12,0 MW di nuova potenza installata entro il 2020, corrispondente ad un incremento complessivo della produzione elettrica rinnovabile, a regime, di almeno 20,0 MWh/anno.

Ovviamente, per l'intero settore eolico è prevedibile un incremento decisamente superiore: tra il 2010 e il 2015 la potenza installata in Campania è cresciuta a un tasso medio di circa 50 MW/anno; considerando la parziale saturazione della capacità produttiva, almeno relativamente ai siti di maggior interesse, conseguente al forte sviluppo del settore negli ultimi anni, nonché gli interventi di tipo normativo messi in campo dall'amministrazione regionale per razionalizzare lo sviluppo di questa fonte, nonché le possibilità di efficientamento derivanti dall'ammodernamento di alcuni degli impianti esistenti e dal miglioramento della dispacciabilità dell'energia prodotta grazie agli opportuni interventi sulle reti, è ragionevole prevedere, per il 2020, un incremento della potenza eolica disponibile, rispetto al dato 2015, di almeno 50 / 100 MW, corrispondenti a una maggior produzione elettrica dell'ordine di 75-150 GWh/anno (6,5-13,0 ktep/anno).

Si rammenta che la SEN 2017, così come al momento delineata nel documento di consultazione pubblicato nel maggio 2017, prevede, come principali interventi per l'eolico, sia la promozione di nuovi

impianti che il repowering di impianti esistenti, anche tramite la semplificazione dell'iter autorizzativo con procedure ad-hoc (tenendo conto dell'impatto paesaggistico).

4.2. Energia solare

4.2.1. Fotovoltaico e solare termodinamico

Introduzione

Entro il 2050, secondo due recenti rapporti dell'IEA (International Energy Agency)³⁴, il sole potrebbe essere la principale fonte per la produzione di energia sia termica che elettrica. In particolare, le due roadmap tecnologiche dell'IEA mostrano come i sistemi solari fotovoltaici (PV) potrebbero generare, entro metà secolo, fino al 16% dell'energia elettrica mondiale, mentre la produzione da solare termodinamico (STE) mediante sistemi a concentrazione (CSP) potrebbe fornire un ulteriore 11%. Insieme, queste tecnologie solari potrebbero evitare, entro il 2050, l'emissione di oltre 6 miliardi di tonnellate di anidride carbonica all'anno – cioè, ad esempio, più di tutte le attuali emissioni di CO₂ legate all'energia negli USA, o quelle dovute al settore dei trasporti a livello mondiale.

In particolare, nel settore fotovoltaico la rapida diminuzione del costo di moduli e sistemi negli ultimi anni (v. Fig. 4.1 e Fig. 4.2) ha aperto nuove prospettive per l'utilizzo dell'energia solare come fonte principale di energia elettrica nei prossimi anni e decenni; per quanto invece riguarda il solare termodinamico, sebbene la tecnologia non possa ancora considerarsi del tutto matura dal punto di vista commerciale, le prospettive a breve termine sono generalmente considerate molto promettenti, soprattutto per quanto riguarda applicazioni di media e grande taglia (potenza di picco > 1 MW) con accumulo di energia termica e conseguente possibilità di rendere programmabile la produzione di energia elettrica; da questo punto di vista, le due tecnologie si presentano come perfettamente complementari, sebbene negli ultimi anni si stia assistendo anche nel campo del fotovoltaico allo sviluppo di sistemi con accumulo (tipicamente mediante batterie al piombo o a ioni di litio; altre tecnologie, come sistemi di pompaggio, CAES- Compressed Air Energy Storage, volani, risultano più idonee in applicazioni su larga scala, mentre l'accumulo di energia sotto forma di idrogeno per il successivo utilizzo in Fuel Cell è un'opzione ancora non del tutto matura sul piano tecnico e commerciale, sebbene di sicuro interesse nel medio e lungo termine, così come gli accumuli di tipo elettrochimico e quelli mediante magneti superconduttori); nell'ultimo decennio, l'enorme sviluppo degli impianti fotovoltaici (Fig. 4.3) e in generale della produzione distribuita da fonti non programmabili ha infatti reso indispensabile lo sviluppo di soluzioni in grado di assicurare un parziale disaccoppiamento temporale tra offerta e domanda di energia elettrica, per assicurare il corretto bilanciamento delle reti di trasporto e distribuzione, ottimizzare l'uso del parco di generazione e garantire la qualità e la continuità delle forniture elettriche (v. Fig. 4.4).

Dal punto di vista strettamente tecnologico, i sistemi fotovoltaici commerciali sono in larga maggioranza basati su celle al silicio (mono, policristallino e, più raramente, amorfo). Recentemente, anche i sistemi multi-giunzione, che combinano in un unico modulo strati di semiconduttori diversi (tipicamente elementi appartenenti al III-V gruppo della tavola periodica come l'Arseniuro di Gallio, GaAs, il Fosforo di Indio, InP o l'Antimoniuro di Gallio, GaSb), per massimizzare lo sfruttamento dello spettro solare, e che costituiscono lo standard in applicazioni aerospaziali, hanno raggiunto una sostanziale maturità commerciale, soprattutto in combinazione con sistemi a concentrazione, e sono attualmente in costruzione o già in esercizio diversi impianti di grande taglia (fino a 50 MW ciascuno). Le ulteriori, principali tecnologie alternative, includono: sistemi a film sottile (CdTe, CIGS, a-Si), relativamente prossimi alla maturità tecnica e commerciale, e altri ancora in fase di ricerca e sviluppo, quali DSSC (Dye-

³⁴ Technology Roadmap: Solar Photovoltaic (2014); Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity (2014), www.iea.org

Sensitized Solar Cells), celle organiche e celle quantiche. I principali obiettivi tecnologici a breve-medio termine (2020-2025) includono:

- il raggiungimento di nuovi target di efficienza nominale (40 % per sistemi al Si ad alta concentrazione, 30% in celle a doppia giunzione, almeno il 10% per a-Si, DSSC, celle organiche, intorno al 20% per CdTe e CIGS);
- la riduzione della presenza di Si al di sotto dei 2-3 g/W;
- la riduzione della degradazione nel tempo delle prestazioni;
- lo sviluppo di nuove soluzioni per favorire l'integrazione negli edifici.

Dal punto di vista economico, in base all'andamento storico dei prezzi e alle previsioni sugli sviluppi tecnologici, è possibile prevedere entro il 2013 un sostanziale dimezzamento del costo dei sistemi fotovoltaici rispetto ai valori attuali, come evidenziato in Fig. 4.5.

USD/MWh		2013-15	2020	2030	2040	2050
Utility-scale PV	Mini	119	96	56	45	42
	Avg	177	133	81	68	54
	Maxi	318	250	139	109	97
Rooftop PV	Mini	135	108	63	51	45
	Avg	201	157	102	91	78
	Maxi	539	422	231	180	159
STE	Mini	146	116	86	69	64
	Avg	168	130	98	77	71
	Maxi	213	169	112	101	94
CO ₂ price (USD/tCO ₂)			46	115	152	160

Note: all costs are calculated with 8% weighted average capital costs for new-built plants/systems

Fig. 4.1. Costi di produzione attuali e futuri per sistemi fotovoltaici e solari termodinamici (fonte: IEA Solar PV / STE Roadmaps, 2014, www.iea.org).

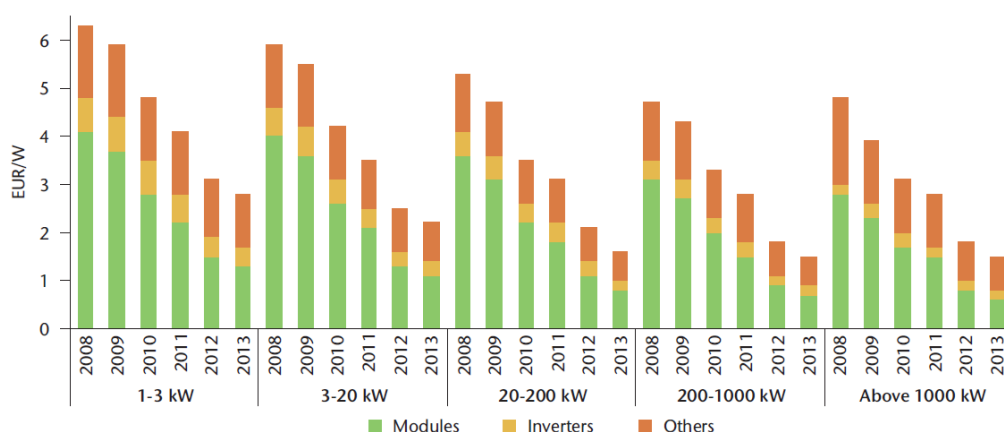


Fig. 4.2. Costo di installazione di sistemi fotovoltaici in Italia (fonte: GSE, Il fotovoltaico in Italia, 2014, www.gse.it).

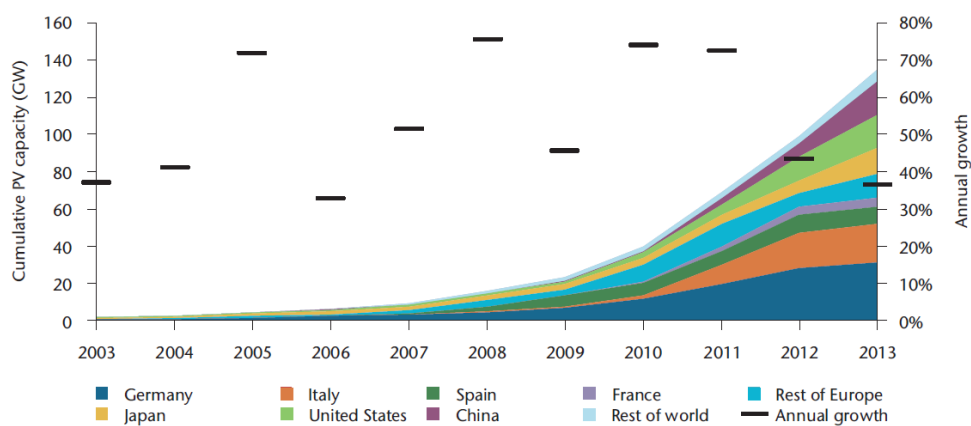
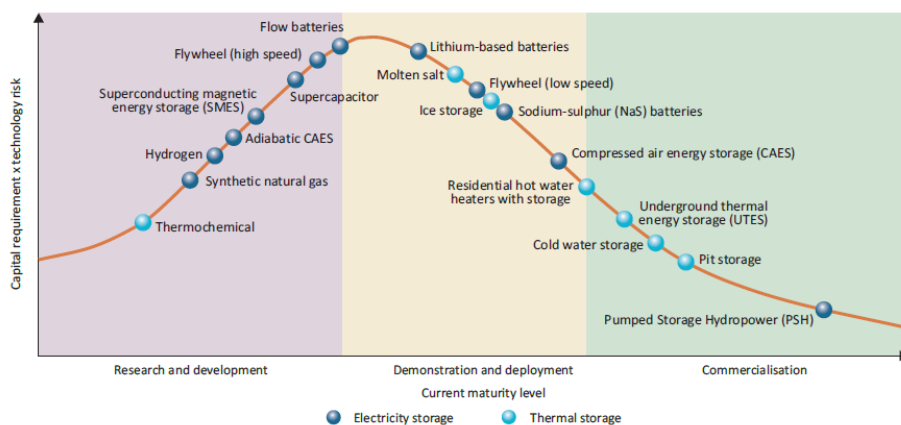


Fig. 4.3. Sistemi fotovoltaici, crescita della potenza installata a livello mondiale

(fonte: IEA Solar PV Roadmap, 2014, www.iea.org).



Source: Decourt, B. and R. Debarre (2013), "Electricity storage", *Factbook*, Schlumberger Business Consulting Energy Institute, Paris, France and Paksoy, H. (2013), "Thermal Energy Storage Today" presented at the IEA Energy Storage Technology Roadmap Stakeholder Engagement Workshop, Paris, France, 14 February.

Fig. 4.4. Maturità dei sistemi di accumulo.

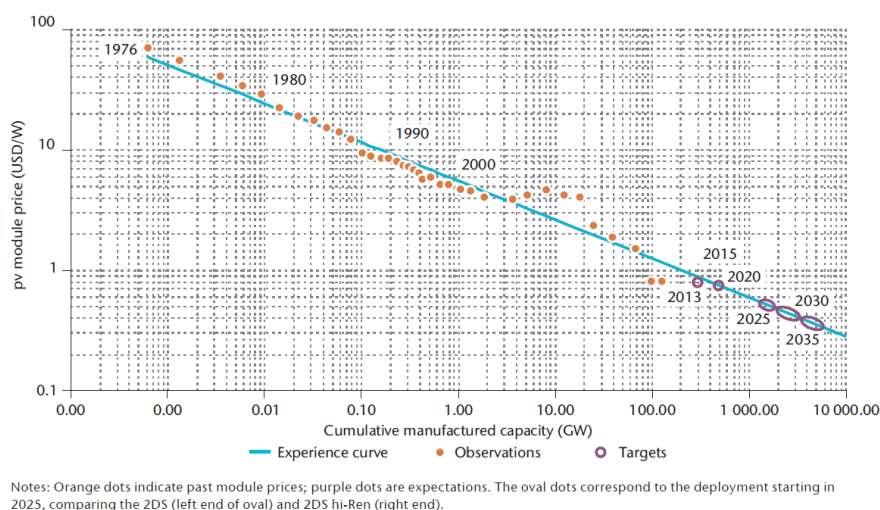


Fig. 4.5. Andamento del costo dei moduli PV e proiezioni al 2035 (fonte: IEA Solar PV / STE Roadmaps, 2014, www.iea.org).

Per quanto concerne il solare termodinamico (o CSP, Concentrated Solar Power, v. Fig. 4.6), questa tecnologia, sebbene negli ultimi anni risulti in crescita, a livello mondiale, in termini di potenza installata e produzione, è ancora piuttosto lontana da una piena maturità tecnica e soprattutto commerciale: attualmente la potenza complessivamente installata si aggira intorno ai 4 GW, a fronte degli oltre 150 GW del fotovoltaico, e si deve ritenere che il contributo dei sistemi CSP rimarrà marginale almeno fino al 2020-2025 (Fig. 4.7).

Tuttavia, grazie ai miglioramenti tecnologici già in parte conseguiti o in via di conseguimento in questi anni e allo sviluppo di nuovi componenti a basso costo, nonché ai vantaggi in termini di programmabilità e quindi di dispacciabilità dell'energia prodotta, in virtù delle possibilità di accumulo intrinseche ai sistemi CSP (v. Fig. 4.8), si può prevedere per gli stessi un forte sviluppo nel medio e lungo termine, fino a superare, entro il 2050, la soglia del 10% in termini di contributo alla produzione elettrica mondiale.

I principali obiettivi tecnologici a breve-medio termine (2020-2025) includono:

- la conferma delle potenzialità di utilizzo di sali fusi come fluido termovettore in sistemi a sviluppo lineare e/o lo sviluppo di nuovi e più efficienti fluidi termovettori (ad esempio, nano-fluidi);
- lo sviluppo di specchi ad alta efficienza, leggeri, affidabili e a basso costo;
- il miglioramento dell'efficienza di conversione dell'energia termica in energia elettrica (turbine supercritiche, sistemi a Ciclo di Rankine Organico – ORC, turbine a gas a ciclo chiuso con rigenerazione e risurriscaldamenti multipli, etc.);
- lo studio, lo sviluppo e la realizzazione di prototipi pre-commerciali di impianti ibridi PV-STE.

Da non trascurare, nel medio-lungo termine, anche le applicazioni finalizzate alla produzione di “solar fuels”, ovvero l'impiego di energia solare ad alta temperatura da sistemi a concentrazione per la sintesi di combustibili (ad esempio attraverso la termolisi dell'acqua, la dissociazione termochimica di miscele di CO₂ e acqua per produrre syngas con idrogeno e CO, la gassificazione di biomasse o ancora per via fotobiologica, mediante l'uso di batteri o alghe).

Dal punto di vista economico, è possibile prevedere entro il 2030 un sostanziale dimezzamento dei costi, e il successivo raggiungimento di una sostanziale grid-parity entro il 2040-2050 (Fig. 4.9).

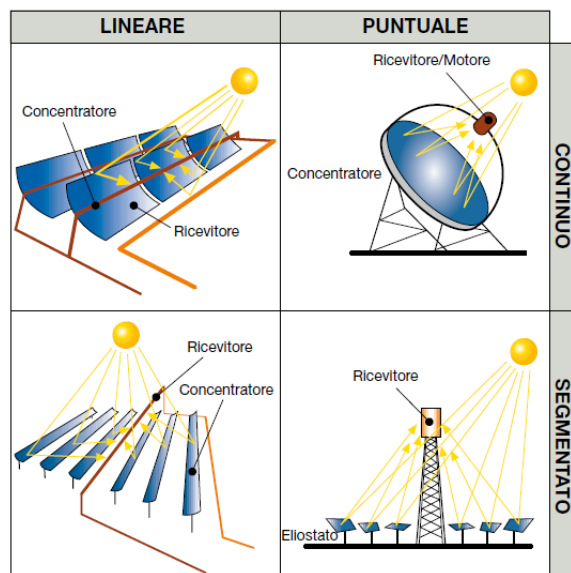


Fig. 4.6. Tipologie di sistemi solari termodinamici (fonte: ABB, Quaderni di Applicazioni Tecniche, N. 10).

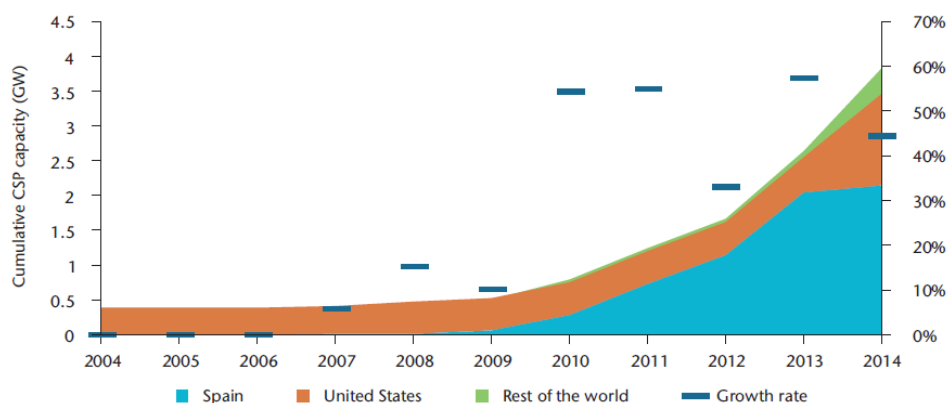


Fig. 4.7. Sistemi solari termodinamici, crescita della potenza installata a livello mondiale (fonte: IEA Solar STE Roadmap, 2014, www.iea.org).

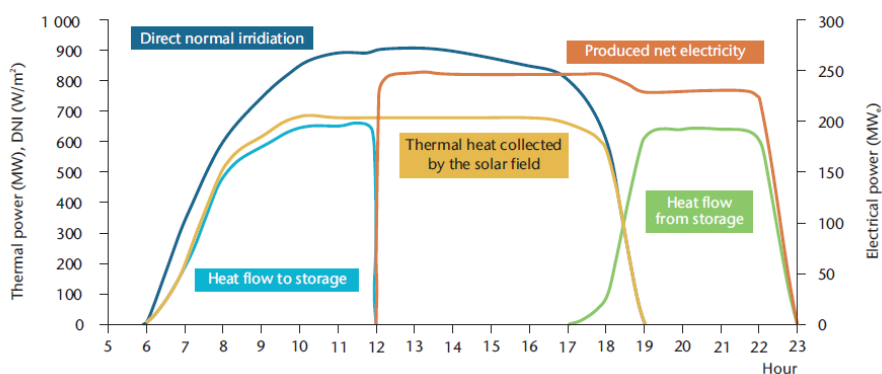
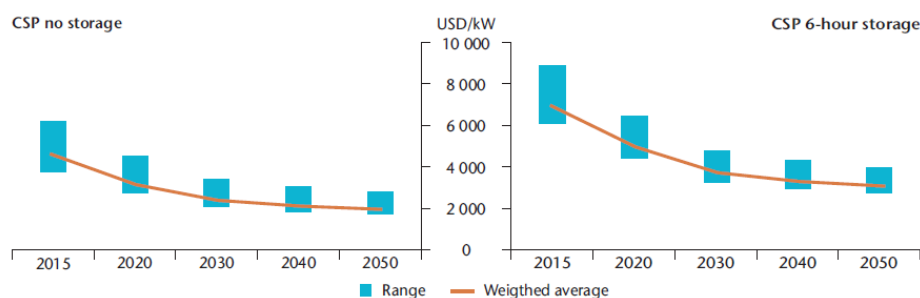


Fig. 4.8. Sistemi solari termodinamici, utilizzo dell'accumulo termico per spostare la produzione elettrica verso le ore di maggior richiesta sulla rete (fonte: IEA Solar STE Roadmap, 2014, www.iea.org).



USD/MWh	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Minimum	146	116	96	86	72	69	66	64
Average	168	130	109	98	80	77	72	71
Maximum	213	169	124	112	105	101	96	94

Fig. 4.9. Sistemi solari termodinamici, previsioni sui costi di investimento e di produzione (fonte: IEA Solar STE Roadmap, 2014, www.iea.org).

Il contesto regionale

Come evidenziato anche in Fig. 4.10, relativa ai soli impianti fotovoltaici (non risultano impianti solari termodinamici in esercizio in regione al 2014), la potenza complessiva installata in regione è aumentata enormemente a partire dal 2006, in particolare tra il 2008 e il 2012; la crescita è decisamente rallentata a partire dal 2012-2013; questo andamento risulta perfettamente coerente, in termini di tendenza, con quello registrato a livello nazionale e con l'evoluzione temporale del quadro delle incentivazioni.

Ciò nondimeno, la Campania occupa appena l'11° posto tra le regioni Italiane in termini di potenza complessiva installata, seguita, tra le regioni del Mezzogiorno, solo da Calabria e Basilicata, peraltro caratterizzate da un territorio meno esteso e da una popolazione decisamente inferiore.

La produzione netta nel 2015 è stata di 837 GWh, corrispondente a un numero di ore equivalenti di esercizio pari a circa 1.140 h/anno, sostanzialmente in linea con la media nazionale (considerate, ovviamente, le diverse condizioni di disponibilità della fonte al variare della latitudine e delle condizioni climatiche). Il dato colloca la fonte solare al secondo posto tra le rinnovabili, per energia prodotta, dopo quella eolica. In particolare, la produzione fotovoltaica nel 2014 è risultata pari al 19% dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in regione; per il 2013 (ultimo anno per il quale esistono dati consolidati anche in merito ai consumi), l'energia elettrica da fonte solare ha coperto circa l'1% del consumo finale lordo di energia della regione, a fronte di un contributo complessivo delle rinnovabili elettriche del 5% e di un contributo complessivo di tutte le energie rinnovabili superiore al 15%.

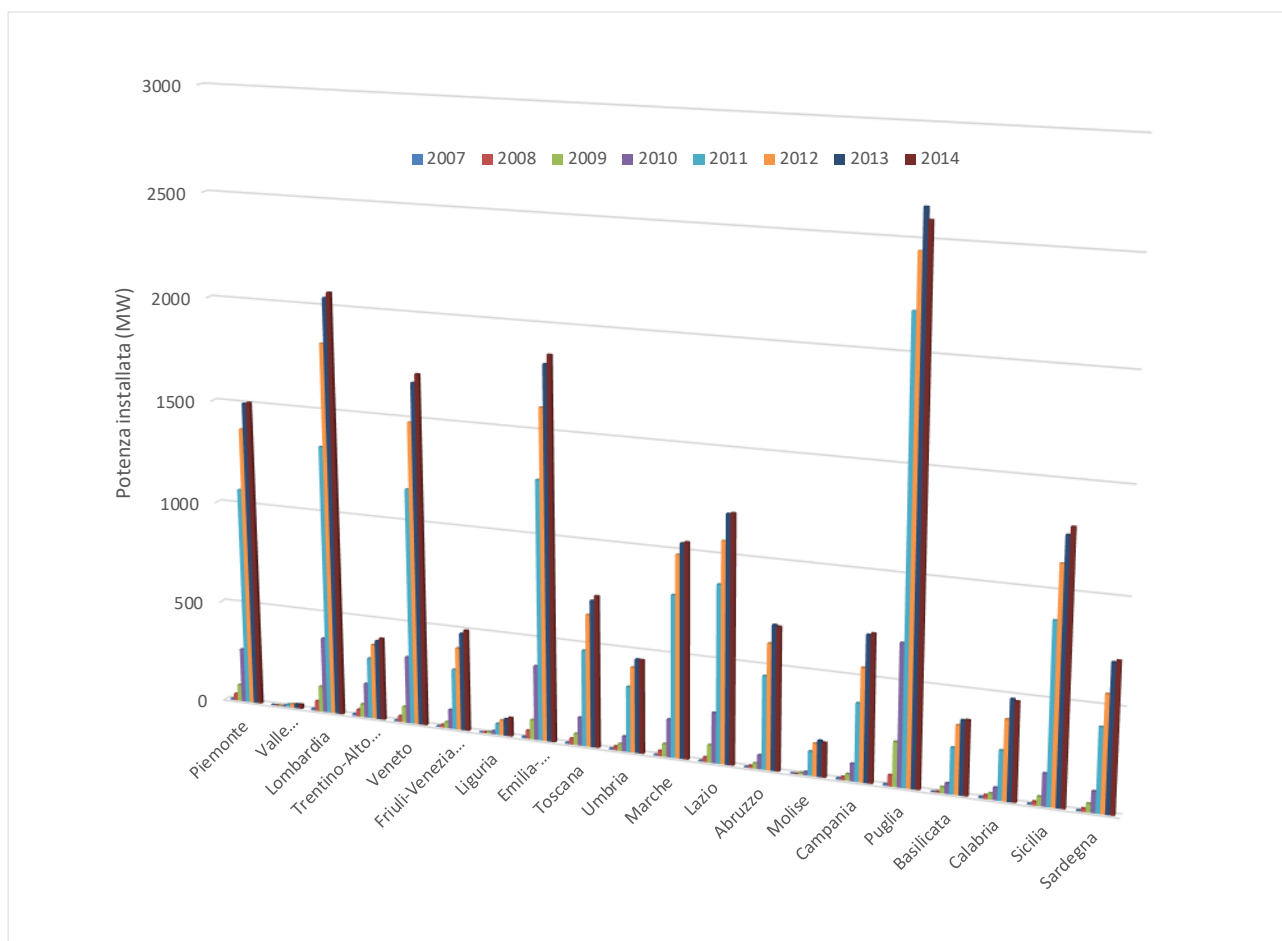
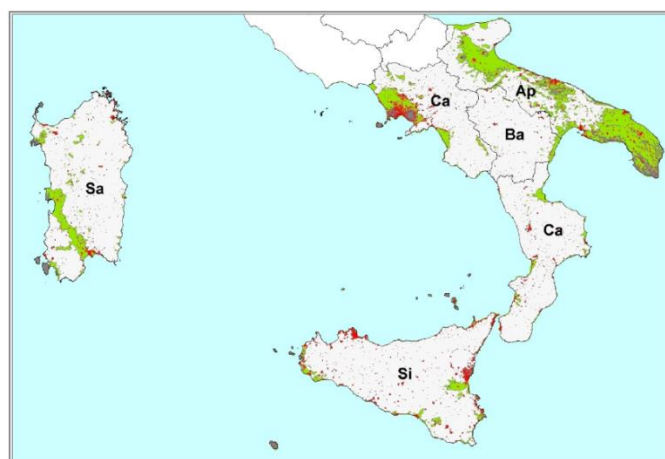


Fig. 4.10. Impianti fotovoltaici, potenza installata in Italia per regione

(fonte: GSE, www.gse.it).

Per quanto riguarda il solare termodinamico, non si ha notizia, al momento di impianti in esercizio in Campania.

Il Piano d'Azione Nazionale prevede al 2020 l'installazione di 600 MW di potenza complessiva, corrispondente a una superficie richiesta dell'ordine di circa 30 km². In uno studio RSE del 2012, si ipotizza una ripartizione della potenza installata tra le regioni del centro-sud (la tecnologia del solare termodinamico è economicamente fattibile solo in presenza di condizioni di irraggiamento favorevoli in termini di radiazione diretta media su base annuale) basata su criteri di disponibilità di aree non urbanizzate, secondo la quale in Campania la capacità produttiva potenziale risulta pari a quasi 900 MW (Fig. 4.11).



Estimated Distribution of Solar Thermal Power in Italy										
Region	suitable zones	suitable rough land km ²	availability fraction	solar radiation probability factor	suitable ideal surface km ²	Energy Distribution according Action Plan GWhe/a	Capacity Distribution according Action Plan MWe	land required km ²	Full Energy Potential GWhe/a	Full Capacity Potential MWe
Campania	Casert - Napoli - Volturno Plain	729,8	0,05	0,5	18					
	Battipaglia - River Sele Plain	186,0	0,20	0,6	22					
	total regional	916			41	45	16	0,78	2529	892
Apulia	Foggia - Manfredonia Tavoliere	1875,9	0,70	0,6	788					
	Taranto surroundings	589,5	0,05	0,7	21					
	Bari surroundings	584,8	0,05	0,7	20					
	Brindisi surroundings	1097,1	0,02	0,7	15					
	Lecce - Salento surround.	1926,0	0,02	0,8	31					
	total regional	6073			875	968	342	17,24	54550	19253
Basilicata	Metaponto - Policoro Plain	100	0,10	0,7	7					
	total regional	100			7	8	3	0,14	436	154
Calabria	Fasana surroundings	27,9	0,05	0,7	1					
	Catanzaro Lido surroundings	27,8	0,05	0,7	1					
	Sibari Plain	145,9	0,05	0,7	5					
	Lametia surroundings	29,5	0,10	0,8	2					
	total regional	231			9	10	4	0,18	587	207
Sicily	Catania Plain	224,7	0,50	0,9	101					
	Lentini Plain	48,7	0,05	1,0	2					
	Mouth of Simeto River	18,9	0,20	1,0	4					
	Pachino Plain	12,9	0,30	1,0	4					
	Gela Plain	36,2	0,30	1,0	11					
	Mazara Plain	40,6	0,50	0,9	18					
	Petrosino Plain	59,8	0,07	0,9	4					
	Trapani surroundings	10,7	0,10	0,9	1	160	57	2,85	9042	3191
Sardinia	Campidano Plain	1124,5	0,50	0,8	450					
	Porto Torres surroundings	50,0	0,30	0,7	11	509	180	9,07	28693	10127
	total regional	1175			460					
South Italy	total general	8947			1537	1700	600	30,26	95837	33825

Fig. 4.11. Aree idonee all'installazione di impianti solari termodinamici (in verde; le aree in rosso sono quelle potenzialmente idonee ma urbanizzate o con forte presenza industriale) e relativa potenzialità (fonte: RSE, Brignoli V., Solar PACES, Marrakesh, 2012).

Previsioni di sviluppo

Stimare la potenzialità tecnica di sviluppo della fonte solare, e in particolar modo di quella fotovoltaica, è praticamente impossibile: si dovrebbero infatti formulare ipotesi arbitrarie in merito alle porzioni di superficie, edificata o meno, da destinare all'installazione di sistemi fotovoltaici, nonché alle risorse pubbliche e private da investire.

Inoltre, dopo l'esaurimento delle varie incentivazione in "Conto Energia", al momento non sembrano possibili incentivi tanto significativi da indurre uno sviluppo rapido di questo tipo di impianti: le incentivazioni attualmente disponibili sono quelle relative alle detrazioni d'imposta per ristrutturazioni edilizie.

Ciò premesso, è possibile ritenere che, di qui al 2020, la produzione fotovoltaica, in assenza di nuove, specifiche politiche di supporto, in particolar modo da parte della Regione, sia destinata a rimanere stabile. Infatti:

- da un lato, tra il 2014 (anno successivo a quello in cui si sono esaurite le incentivazioni in Conto energia) e il 2016, sia il numero di impianti attivi che la produzione, risultano, dai dati del GSE, in leggera diminuzione;
- dall'altro, i costi della tecnologia, come si è visto, si sono fortemente abbassati, ed è prevedibile nel medio/lungo periodo una significativa diffusione, specialmente per il settore residenziale, di sistemi di accumulo dell'energia fotovoltaica.

Per quanto riguarda il solare termodinamico, nello scenario tendenziale non si prevede, al momento, la realizzazione, sul territorio regionale, di impianti di taglia significativa.

Ciò premesso, si ritiene che, per il 2020, un incremento del 10% della potenza installata al 2015 (743 MW), e quindi anche della produzione di energia elettrica da fonte solare (con tecnologia fotovoltaica) possa costituire un obiettivo realisticamente raggiungibile: in questo modo, nel 2020 la potenza installata supererebbe gli 800 MW, e l'apporto di questa fonte salirebbe dagli attuali 840 GWh (73 ktep), relativi al 2015 (ultimo dato GSE disponibile, relativo alla produzione netta), a circa 935 GWh/anno (80 ktep/anno).

Per conseguire questo obiettivo, la Regione dovrà evidentemente mettere in campo opportune forme di supporto, inclusi bandi ad hoc per ASI, PMI, Enti Pubblici, scuole, Università, etc.; anche la razionalizzazione e semplificazione di alcuni aspetti autorizzativi e procedurali potrebbe contribuire al raggiungimento dell'obiettivo.

A partire dal 2020, la SEN 2017, per quanto desumibile dal documento di consultazione attualmente disponibile, prevede la possibilità di dare nuovo impulso al settore, introducendo per i grandi impianti centralizzati un meccanismo di *Public Purchase Agreement* (PPA), con contratti a lungo termine, da attribuire mediante meccanismi di gara competitiva, e, per piccoli impianti, ulteriori meccanismi di promozione dell'autoconsumo.

4.2.2. Solare termico

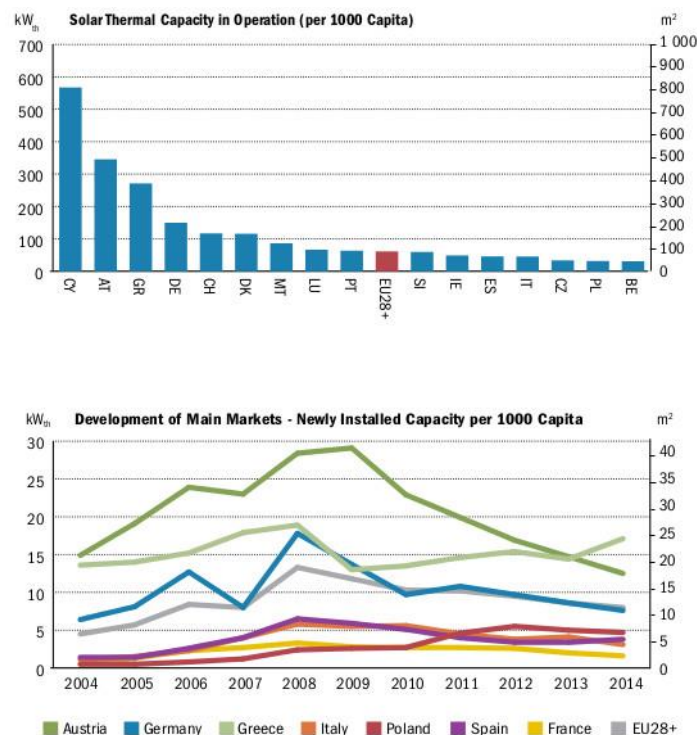
Introduzione

Nel settore termico, l'energia solare è normalmente e prevalentemente impiegata per la produzione di acqua calda sanitaria, prevalentemente in applicazioni residenziali o equivalenti (alberghi, ospedali e case di cura, centri sportivi), e, in misura minore, per il riscaldamento ambientale, settore nel quale tuttavia si assiste in questi anni a un significativo incremento delle applicazioni, favorito da un lato dalla crescente disponibilità di collettori ad alto grado di isolamento (sistemi a tubi evacuati), in grado di mantenere un'efficienza accettabile anche nella produzione di calore alle temperature comunemente richieste per il riscaldamento (tipicamente superiori a quelle necessarie per la produzione di acqua calda sanitaria), e dall'altro dalla sempre maggiore diffusione di sistemi di distribuzione dell'energia termica a media o bassa temperatura, quali pavimenti radianti e fan-coil (v. Fig. 4.12 e Fig. 4.13, Fig. 4.14). A differenza di quanto accaduto nel settore del fotovoltaico, i costi di installazione negli ultimi anni non si sono ridotti in modo particolarmente significativo, e si aggirano tipicamente, per applicazioni di piccola e media taglia, tra i 500 e i 1.000 €/m², al variare della tipologia di collettori utilizzati, della capacità di accumulo installata e ovviamente della taglia.

L'energia solare può essere però utilizzata anche per la produzione di energia termica di processo, in applicazioni industriali (incluse quelle di dissalazione, per le quali si prevede una notevole crescita nel

medio-lungo termine), e finanche per il raffrescamento, il condizionamento estivo dell'aria e la refrigerazione (sistemi per il Solar Cooling, SC), previo accoppiamento dei collettori solari con macchine frigorifere ad attivazione termica (chiller ad assorbimento o adsorbimento) o altre tipologie di sistemi, come il "desiccant cooling", v. Fig. 4.15; tuttavia, queste applicazioni non tradizionali, e in particolar modo quelle per il Solar Cooling, sono relativamente rare, richiedendo temperature medie di funzionamento dei collettori solari più elevate, con conseguente degradamento delle prestazioni, in termini di efficienza e resa, e/o la necessità di ricorrere a collettori più costosi, ad elevato grado di isolamento termico (come ad esempio quelli a tubi evacuati) ed eventualmente muniti di sistemi di concentrazione. Tuttavia, le tecnologie per il Solar Cooling, benché non ancora concorrenziali con quelle tradizionali sotto il profilo economico, sono estremamente interessanti e promettenti, grazie a una serie di loro caratteristiche:

- massima resa in corrispondenza delle condizioni climatiche più severe (elevate temperature e alto irraggiamento solare), laddove l'efficacia di quelle basate su frigoriferi elettrici tradizionali si riduce proprio all'aumentare delle temperature esterne;
- possibilità di installare sistemi di riscaldamento e raffrescamento a energia solare con utilizzo pressoché costante, nell'arco dell'anno, dei collettori solari (Fig. 4.16);
- utilizzo di fluidi di lavoro altamente ecocompatibili;
- utilizzo dell'energia solare invece che di quella elettrica, con conseguente possibilità di venire incontro alle crescenti esigenze di climatizzazione estiva senza necessità di aumentare la capacità delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.



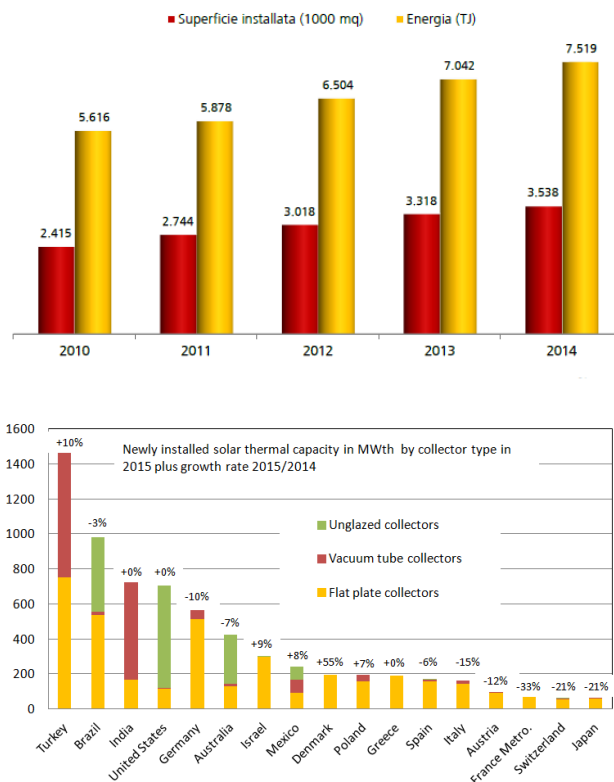


Fig. 4.12. Il mercato del solare termico in Italia e confronto con i principali Paesi per capacità installata (fonte: <http://www.sunwindenergy.com>, fig. a; www.gse.it, fig. b; <http://www.solarthermalworld.org>, fig. c).

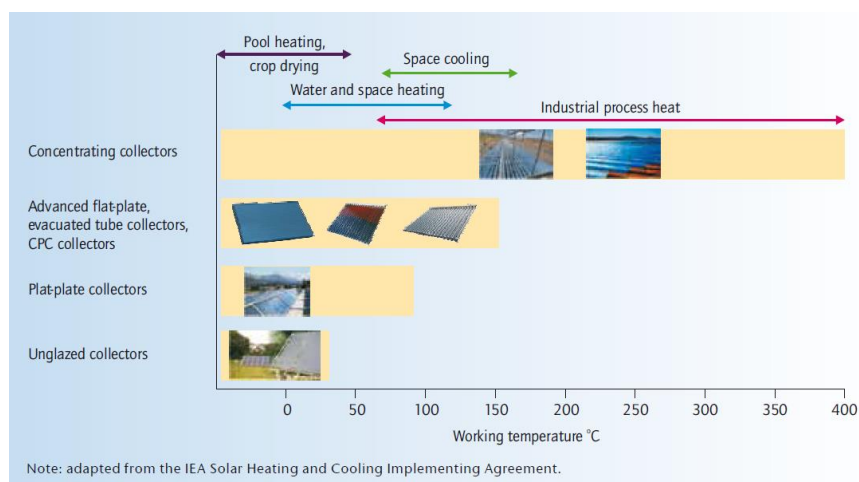


Fig. 4.13. Principali tipologie di collettori e relativi campi di applicazione (fonte: www.iea.org).

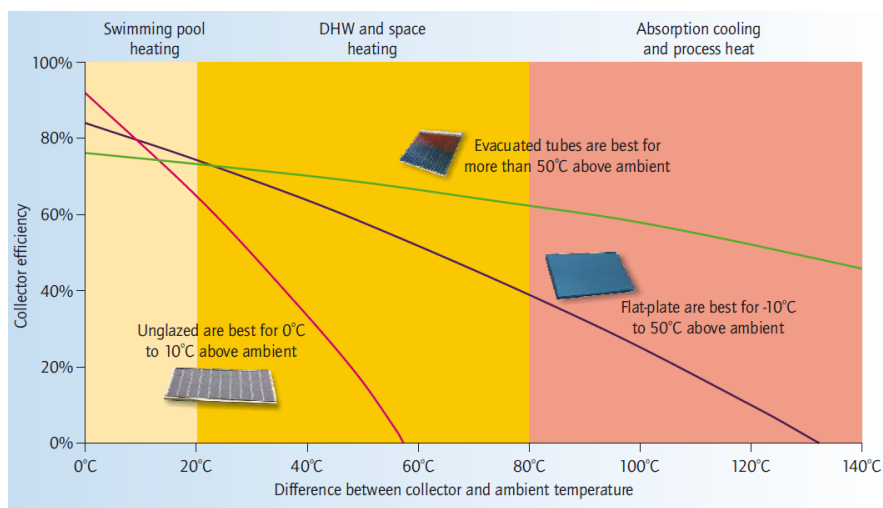


Fig. 4.14. Efficienza delle principali tipologie di collettori solari (fonte: www.iea.org).

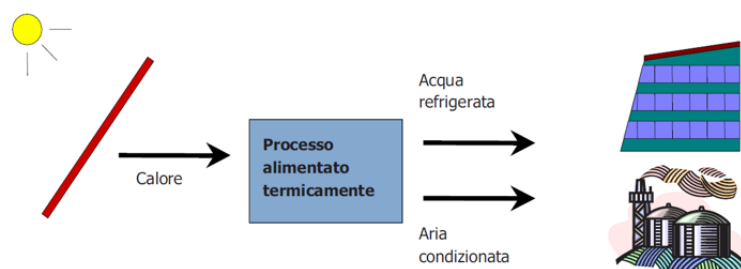
A livello mondiale, secondo l'IEA, entro il 2050, l'energia solare potrebbe fornire più del 16% del consumo finale di energia termica a bassa temperatura, e coprire quasi il 17% del consumo finale di energia per il raffrescamento, a condizione che il mondo della ricerca, quello dell'industria, governi, istituzioni finanziarie e pubblico collaborino attivamente e sinergicamente per il raggiungimento di questo obiettivo (Fig. 4.17).

Per quanto riguarda le applicazioni di semplice Solar Heating, i principali obiettivi tecnologici a breve-medio termine (2020-2025) includono:

- lo sviluppo di nuovi materiali ad alte prestazioni, anche in termini di durata, in particolare per i rivestimenti delle piastre assorbenti e per le coperture vetrate, e di nuove tecniche costruttive per ridurre i costi di fabbricazione dei collettori, in particolare di quelli ad alta efficienza e con ottiche a concentrazione;
- lo sviluppo, anche attraverso quanto riportato al punto precedente, di sistemi a costo contenuto in grado di colmare l'attuale gap tecnologico per applicazioni a media temperatura, tra i 100 °C e i 250 °C;
- lo sviluppo di soluzioni standardizzate e pre-ingegnerizzate per applicazioni di media e grande taglia, per favorirne l'implementazione a costi contenuti;
- lo sviluppo di sistemi di accumulo compatti, efficienti e a basso costo (v. anche Fig. 4.4);
- lo sviluppo di nuove soluzioni per favorire l'integrazione dei collettori negli involucri edilizi.

Per quanto riguarda invece il Solar Cooling, le principali sfide tecnologiche, con orizzonte 2020-2030, sono le seguenti:

- migliorare le prestazioni delle macchine frigorifere ad attivazione termica e dei sistemi di deumidificazione "desiccant cooling" e quindi dell'intero sistema (COP elettrici > 10-12);
- lo sviluppo di soluzioni standardizzate e pre-ingegnerizzate, per favorire l'implementazione degli interventi a costi contenuti;
- lo sviluppo di sistemi di accumulo compatti, efficienti e a basso costo (v. anche Fig. 4.4);
- lo studio delle opportunità di integrazione e ibridazione delle tecnologie per il Solar Cooling con quelle convenzionali e con i sistemi fotovoltaici (ad esempio: utilizzo del calore fornito da collettori ibridi termico-fotovoltaici a concentrazione per l'alimentazione di macchine frigorifere ad adsorbimento, etc.).



Principali tecnologie:

- ✓ sistemi a ciclo chiuso: chiller ad assorbimento/adsorbimento
- ✓ sistemi a ciclo aperto: trattamento diretto dell'aria (raffreddamento e deumidificazione) in impianti di condizionamento con essiccanti (DEC solidi o liquidi)

<i>Macchina frigorifera o processo ad azionamento termico</i>	<i>Temperatura minima del fluido in uscita dal collettore solare (°C)</i>	<i>Superficie indicativa del campo solare per unità di potenza frigorifera installata (m²/kW)</i>	<i>Coefficiente di Effetto Utile (COP) della macchina</i>	<i>Costi indicativi dell'impianto (€/kW)</i>
<i>Adsorbimento</i>	<i>55</i>	<i>2,5</i>	<i>0,50</i>	<i>5000</i>
<i>Essiccante liquido</i>	<i>65</i>	<i>4,5</i>	<i>0,70</i>	<i>4000</i>
<i>Essiccante solido</i>	<i>80</i>	<i>0,5</i>	<i>0,50</i>	<i>3000</i>
<i>Assorbitore H₂O-LiBr a singolo effetto</i>	<i>80</i>	<i>4,0</i>	<i>0,70</i>	<i>3000</i>
<i>Assorbitore H₂O-LiBr a doppio effetto</i>	<i>130</i>	<i>2,0</i>	<i>1,30</i>	<i>3000</i>

Fig. 4.15. Principio di funzionamento dei sistemi di Solar Cooling e parametri tipici di prestazione e costo.

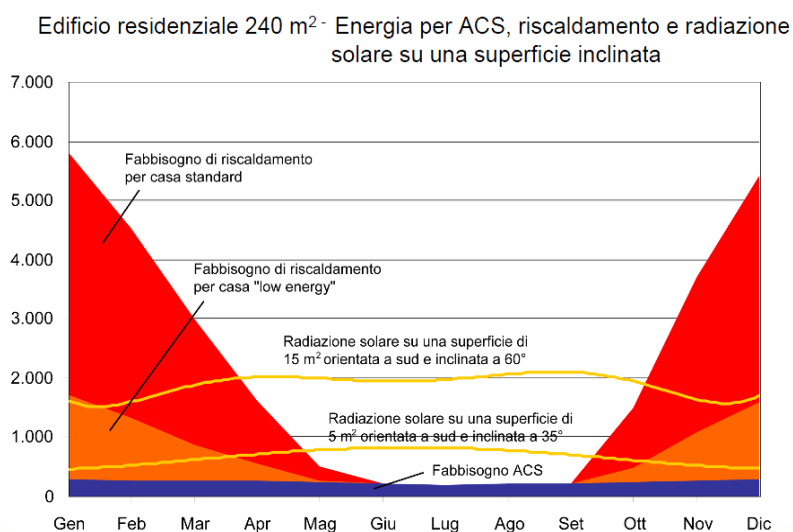


Fig. 4.16. Esempio di utilizzo di sistemi di Solar Heating and Cooling su base annuale (fonte: www.ambienteitalia.it).

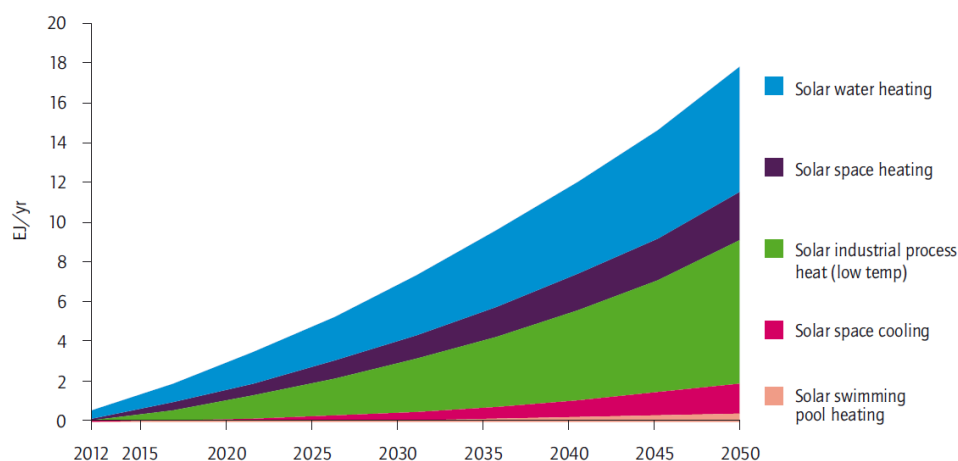


Fig. 4.17. Previsioni di crescita del solare termico a livello mondiale (fonte: www.iea.org).

Il contesto regionale

La superficie complessivamente installata in Campania è stimabile pari a circa 70.000 m², valore consistente con i dati di produzione di energia termica da fonte solare disponibili nelle statistiche del GSE (circa 5 ktep per il 2015, 4 ktep per il 2014; tali valori risultano in leggera flessione, evidentemente per motivi soprattutto climatici, rispetto ai dati 2013 e soprattutto 2012, 7 ktep). La produzione corrisponde a meno dell'1% dei consumi finali termici da fonte rinnovabile, coperti principalmente da biomasse (83%), fonte aerotermica mediante pompe di calore (13%) e geotermia (2%).

La Campania occupa appena il 13° posto tra le regioni Italiane in termini di produzione di energia termica da fonte solare, con un contributo pari al 2,2% del valore nazionale.

Previsioni di sviluppo

Come per il settore fotovoltaico, di qui al 2020, in assenza di nuovi, specifici strumenti di supporto da parte della Regione, non è possibile prevedere significativi incrementi nella produzione di energia termica da fonte solare. Non a caso, tra il 2012 e il 2014, in base ai dati del GSE, l'apporto di questa tecnologia, in Campania, risulta in leggera diminuzione, e ciò nonostante siano presenti a livello nazionale dei meccanismi di incentivazione potenzialmente efficaci, quali il conto energia termico.

Per incrementare la produzione di energia termica da fonte solare, la Regione dovrà evidentemente mettere in campo opportune forme di supporto, inclusi bandi ad hoc per ASI, PMI, Enti Pubblici, scuole, Università, etc.; da questo punto di vista, appare interessante la possibilità di cumulare gli incentivi del cosiddetto "conto termico 2.0 con altri incentivi pubblici, purché di provenienza diversa da quella statale: per soggetti pubblici, tale cumulabilità arriva fino al 100% dei costi riconosciuti.

Un obiettivo realistico potrebbe essere rappresentato dall'installazione, tra il 2017 e il 2020, di almeno 20.000 m² di nuova superficie captante, corrispondente, al 2020, a un incremento della produzione termica di circa 1,7 ktep.

4.3. Energia idroelettrica (“small e mini-hydro”)

Con “produzione idroelettrica” si definisce la generazione di energia alternativa e rinnovabile, derivante dalla trasformazione dell’energia potenziale di una massa idrica in caduta da una certa quota altimetrica in energia cinetica poi convertita in energia meccanica, mediante dispositivi quali turbine (ad azione: *Pelton*; a reazione: *Francis*, *Kaplan*; ad azione/reazione: *Banki-Michell* o *Ossberger*) o pompe a funzionamento inverso (*Pumps As Turbines PATs*) azionanti generatori elettrici.

Gli impianti idroelettrici sono categorizzati in funzione della Potenza P producibile, distinguendo sistemi di piccolo-idroelettrico (o a piccola scala) da sistemi idroelettrici a vasta scala.

Specificamente con l’accezione “piccolo-idroelettrico” (o *small-hydro*) si indicano impianti idroelettrici di piccola taglia che possono essere:

- *ad acqua fluente* (categoria maggiormente diffusa per il piccolo-idroelettrico) posizionati su corsi d’acqua senza bacini di invaso oppure con bacini di limitata capacità e durate d’invaso non superiori a 2 ore;
- *a bacino* se usufruenti di invasi idrici di limitata capacità con durate di invaso da 2 a 400 ore.

Sistemi di piccolo-idroelettrico sono caratterizzati da limitate potenze prodotte, generabili in presenza di ridotti salti idraulici (relativi, ad esempio, a percorsi idrici come rivi di limitata estensione) e/o a limitate portate defluenti (ad esempio per sistemi acquedottistici in pressione in ambito urbano).

Gli impianti *small-hydro* individuano una categoria di fonte energetica sostenibile certamente competitiva, in quanto in grado di coniugare l’interessante flessibilità operativa, dettata dalle limitate potenze gestite, con la sostenibilità ambientale di riutilizzo della risorsa idrica, a fronte di costi di investimento, realizzazione e gestione sicuramente inferiori di quanto necessario in caso di sistemi a vasta scala.

In particolare, dal punto di vista gestionale, concessioni di impianti a piccola scala possono essere assegnate anche ad utilities di piccole-medie dimensioni o ad enti locali e medie imprese, a cui è affidata la gestione di traverse fluviali o di bacini di limitata estensione per uso idroelettrico. Dal punto di vista procedurale, l’iter autorizzativo risulta certamente meno articolato di quanto necessario per impianti ad ampia scala, seppur comunque lungo e tortuoso^[1] e pertanto tale da comportare un articolato iter burocratico ed amministrativo per l’ottenimento delle autorizzazioni necessarie. La tempistica di costruzione risulta quindi relativamente limitata, permettendo, inoltre, la migliore integrazione con i sistemi produttivi esistenti (ad esempio in caso di auto-consumo da parte di operatori industriali) e minori problematiche correlate alla immissione nella grid elettrica.

Nonostante tali peculiarità, in Italia, differentemente da quanto avviene per gli impianti idroelettrici a grande scala, che saturano quasi completamente la risorsa idrica potenziale, l’applicazione del piccolo-idroelettrico risulta limitata ad una ridotta aliquota del potenziale esprimibile, presentando, quindi, interessanti margini di sviluppo operativo. Possono essere, in particolar modo, annoverati quali potenziali sistemi per produzione idroelettrica in piccola scala, corsi idrici non ancora utilizzati ai fini idroelettrici e sistemi acquedottistici in pressione, caratterizzati da livelli piezometrici fortemente più elevati di quelli necessari per il corretto soddisfacimento del livello di servizio richiesto. In tal senso, il recupero energetico in reti di distribuzione idrica, ad esempio mediante PATs, può comportare il duplice vantaggio di ridurre le pressioni in eccesso in rete, con conseguente limitazione delle perdite idriche da queste generate, e di produrre energia idroelettrica in piccola scala.

Il ridotto sviluppo di sistemi *small-hydro* su corsi idrici può essere, invece, attribuibile alle difficoltà di definizione sul mercato di soluzioni standardizzate, essendo le tecnologie richieste specificamente

dependenti dalle configurazioni di sito. Allo stesso tempo, tale limitato sfruttamento di risorsa potenziale è imputabile alle problematiche connesse al rispetto dei vincoli di fattibilità ambientale, da valutare mediante l'analisi delle alterazioni estetiche, paesaggistiche e di interazione con gli ecosistemi presenti (ad es. stima del *Deflusso Minimo Vitale*).

A livello internazionale, il criterio di classificazione degli impianti idroelettrici, in funzione della capacità produttiva, non risulta rigorosamente normato. Si può, pertanto, ritenere valida la classificazione considerata dall'ESHA (*European Small Hydropower Association*) che definisce una soglia di potenza prodotta di 10 MW come limite superiore per l'individuazione di impianti appartenenti alla categoria di piccolo-idroelettrico^[2]. Tale soglia risulta, allo stesso tempo, suscettibile di variazioni, in funzione del contesto socio-economico in cui si opera; ad esempio in nazioni quali Stati Uniti e Canada, caratterizzate da grandi impianti ed elevati consumi elettrici, il limite di individuazione di sistemi *small-hydro* è incrementato a 30 MW, mentre in Italia una classificazione alternativa prevede la definizione di un limite pari a 3 MW^[3] per l'individuazione di impianti di tipo *mini-hydro*. In funzione della Potenza Efficiente Netta P dell'impianto, si categorizzano quindi gli impianti di produzione idroelettrica secondo le classi riportate in Tab.1.

Impianto	Categoria	Potenza Efficace Netta P	Applicabilità
Piccolo - idroelettrico	Pico – Hydro	< 5kW	Edificazioni isolate
	Micro – Hydro	5 – 100 kW	Piccole comunità isolate
	Mini - Hydro	100 kW – 1 MW	Piccole aziende o piccoli agglomerati urbani
	Small - Hydro	1 – 10 MW	Piccole comunità con la possibilità di fornire energia a scala regionale
Idroelettrico	Medium - Hydro	10 – 100 MW	Centri urbani di media estensione
	Large - Hydro	> 100 MW	Centri urbani di grande estensione

Tab. 1. Classificazione impianti idroelettrici in funzione della Potenza prodotta

La taglia d'impianto è, pertanto, individuata in funzione della Potenza Efficace Netta P , ottenibile in kW, mediante la seguente espressione:

$$P = \eta \cdot 9.81 \cdot Q \cdot H \quad (1)$$

in cui η rappresenta il rendimento globale d'impianto, Q la portata volumetrica in m³/s ed H il salto idraulico, o caduta, espresso in m .

In base, invece, al salto idraulico H ed alla portata volumetrica Q , si distinguono le categorie di impianto idroelettrico riportate rispettivamente in Tab. 2 ed in Tab. 3.

Impianto	Salto Idraulico
	H
Bassa Caduta	< 50 m
Media Caduta	50 – 250 m
Alta Caduta	250 – 1000 m
Altissima Caduta	> 1000 m

Tab. 2. Categorie impianti idroelettrici

in funzione del Salto Idraulico H

Impianto	Portata
	Q
Piccola Portata	10 m ³ /s
Media Portata	10 – 100 m ³ /s
Grande Portata	100 – 1000 m ³ /s
Grandissima Portata	> 1000 m ³ /s

Tab. 3. Categorie impianti idroelettrici

in funzione della Portata Q

Dalla classificazione in Tab. 1, si evince come non tutti gli impianti, annoverabili alla categoria di piccolo-idroelettrico, presentino simultaneamente bassi livelli di caduta H e di portata Q , essendo la taglia d'impianto valutata in funzione della potenza prodotta P e, pertanto, in funzione del prodotto di tali grandezze.

Il rapporto preliminare redatto dal Gestore Servizi Energetici GSE per l'anno 2015^[4] pone in evidenza come in Italia, in termini di generazione idroelettrica, la produzione nazionale complessiva risulti pressoché costante negli ultimi decenni, indicando per l'anno 2015 una produzione lorda pari a 43.902 GWh. Eseguendo un raffronto con la produzione idroelettrica del 2014, si registra, di contro, un decremento di circa il 12%, attribuibile alle condizioni climatiche particolarmente favorevoli che hanno caratterizzato l'anno 2014, tali da consentire un incremento di produzione idroelettrica ampiamente superiore al trend medio generale degli ultimi due decenni (Fig. 4.18).

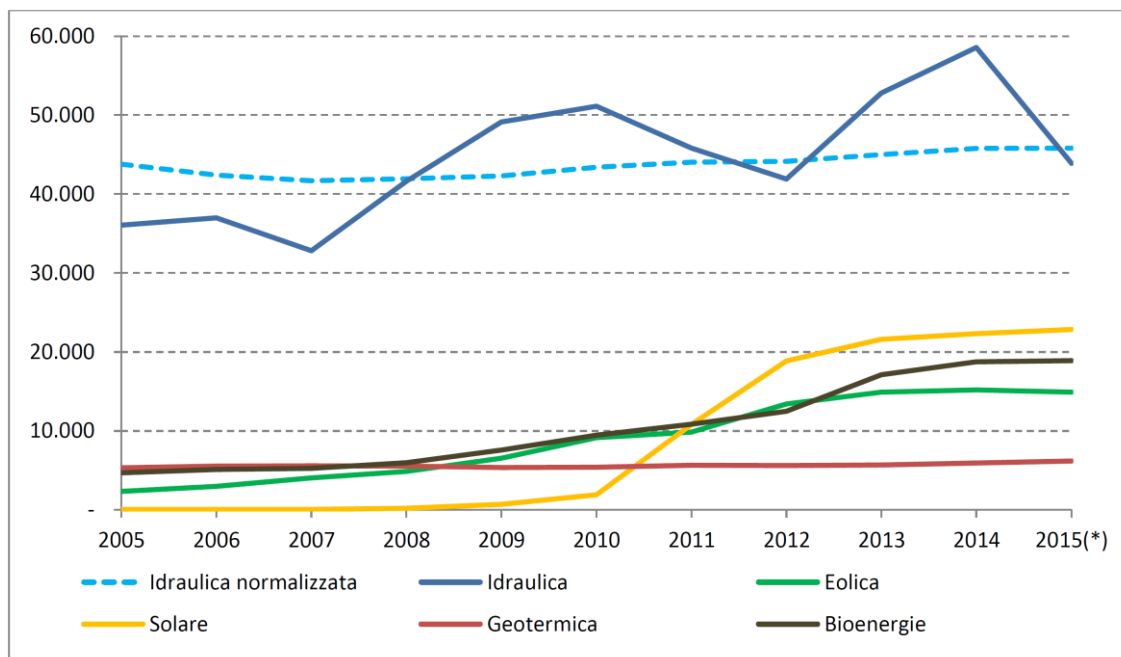


Fig. 4.18. Produzione lorda degli impianti di generazione di energia elettrica [4]

I suddetti risultati sono confermati da ulteriori studi di settore^[5] che, oltre ad evidenziare come l'apporto idroelettrico, a livello nazionale negli ultimi 20 anni, si attesti a valori pressoché costanti, esplicita

come questo rappresenti la principale fonte energetica sostenibile, corrispondente a circa il 45% della produzione totale lorda di energia da fonti rinnovabili (Fig. 4.19).

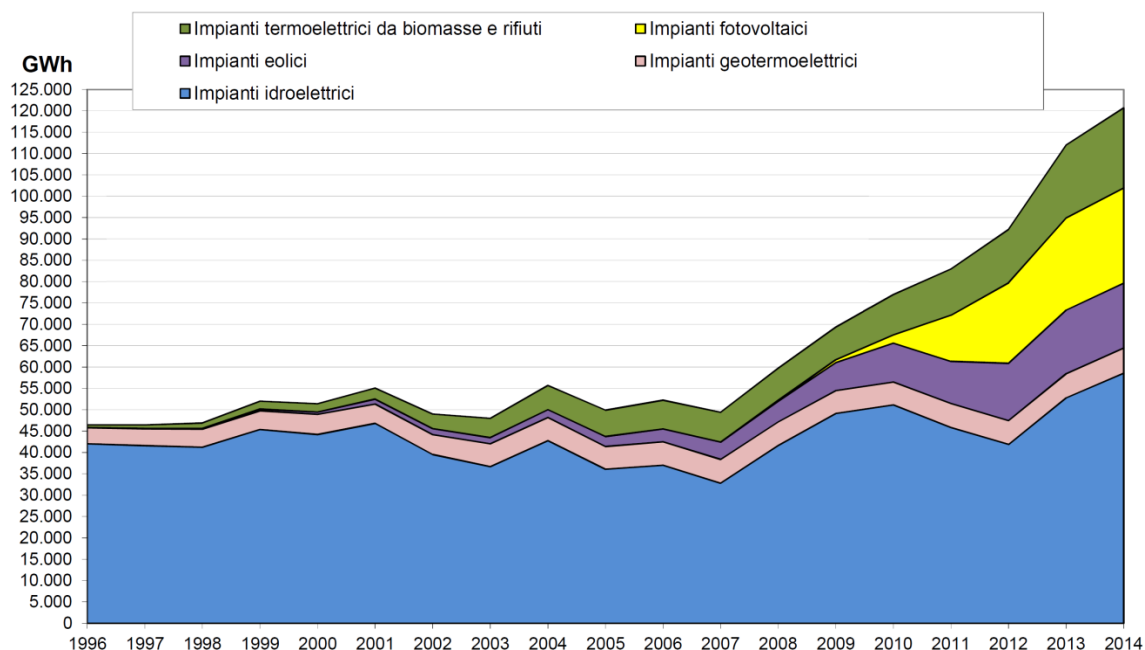


Fig. 4.19. Produzione lorda da fonti rinnovabili [5]

Inoltre, in termini di produzione energetica da sistemi idroelettrici a piccola scala all'anno 2009, nonostante non si usufruisca in maniera spinta del potenziale disponibile, in ambito europeo l'Italia rappresenta uno dei maggiori produttori di energia da impianti di piccolo-idroelettrico (Fig. 4.20) e, specificatamente da configurazioni *mini-hydro* (Fig. 4.21).

Analisi relative all'anno 2009^[6] quantificano la produzione da impianti di piccolo-idroelettrico e da impianti *mini-hydro* pari rispettivamente al 20% e 6% della produzione lorda di energia idroelettrica annua.

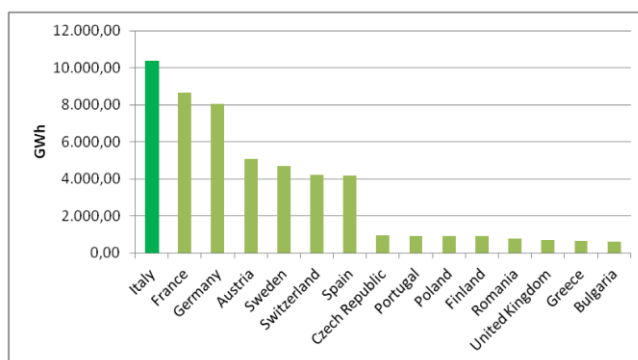


Fig. 4.20. Produzione lorda da impianti idroelettrici con Potenza fino a 10 MW – anno 2009 [6]

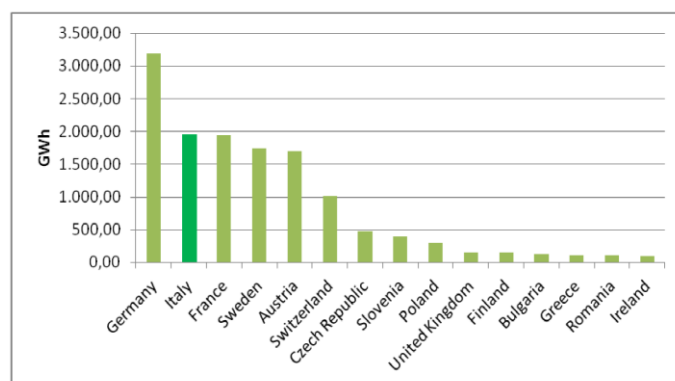


Fig. 4.21. Produzione lorda da impianti idroelettrici con Potenza fino a 1 MW – anno 2009 [6]

Eseguendo un raffronto con dati nazionali aggiornati al 2014^[7], si riscontra come l'apporto idroelettrico fornito da impianti di piccola scala risulti pressoché invariato (Fig. 4.22), individuando percentuali del 24% e 5% della produzione idroelettrica nazionale, rispettivamente per le due categorie di impianto sopracitate. Tale aspetto evidenzia, dunque, la limitata efficacia della politica di incentivazione attuata negli ultimi anni per la suddetta categoria di impianti a piccola scala.

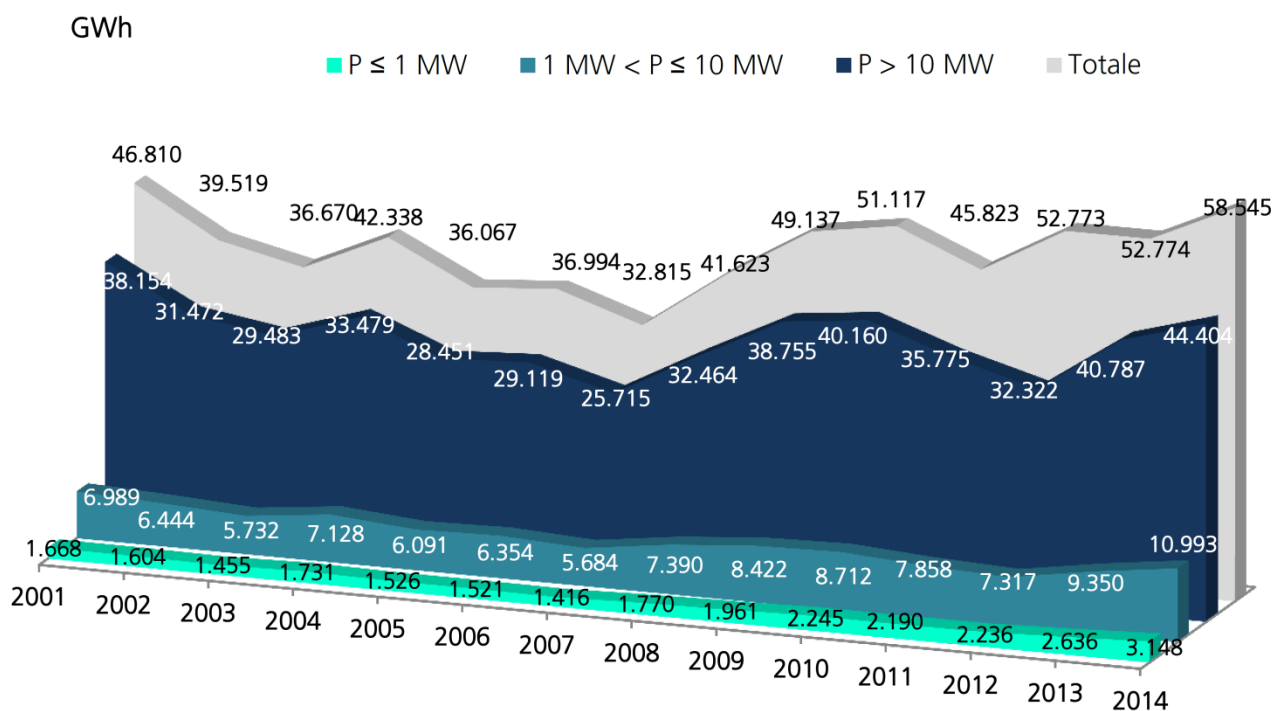


Fig. 4.22. Evoluzione della produzione idroelettrica in Italia per classi di potenza [7].

In ambito nazionale, la regione Campania fornisce un contributo limitato (673.3 GWh/anno), pari all'1.2% (Tab. 4 e Fig. 4.23), della produzione idroelettrica nazionale di 584'545 GWh/anno. Nel contempo, essa risulta, con la Calabria, la sola unità regionale del sud Italia ad erogare un apporto superiore all'1% della produzione idroelettrica nazionale.

Regione	Produzione Idroelettrica Anno 2014 [GWh]	[%]	Regione	Produzione Idroelettrica Anno 2014 [GWh]	[%]
Piemonte	8369.9	14.3%	Marche	608.4	1.0%
Valle d'Aosta	3431.0	5.9%	Lazio	1316.9	2.2%
Lombardia	13623.6	23.3%	Abruzzo	2094.9	3.6%
Trentino Alto Adige	13249.3	22.6%	Molise	240.7	0.4%
Veneto	5558.5	9.5%	Campania	673.3	1.2%
Friuli Venezia Giulia	2524.7	4.3%	Puglia	4.4	0.0%
Liguria	350.4	0.6%	Basilicata	314.5	0.5%
Emilia Romagna	1277.1	2.2%	Calabria	1521.0	2.6%
Toscana	1060.7	1.8%	Sicilia	146.4	0.3%
Umbria	1819.1	3.1%	Sardegna	360.5	0.6%

Tab. 4. Produzione idroelettrica regionale - anno 2014^[7]

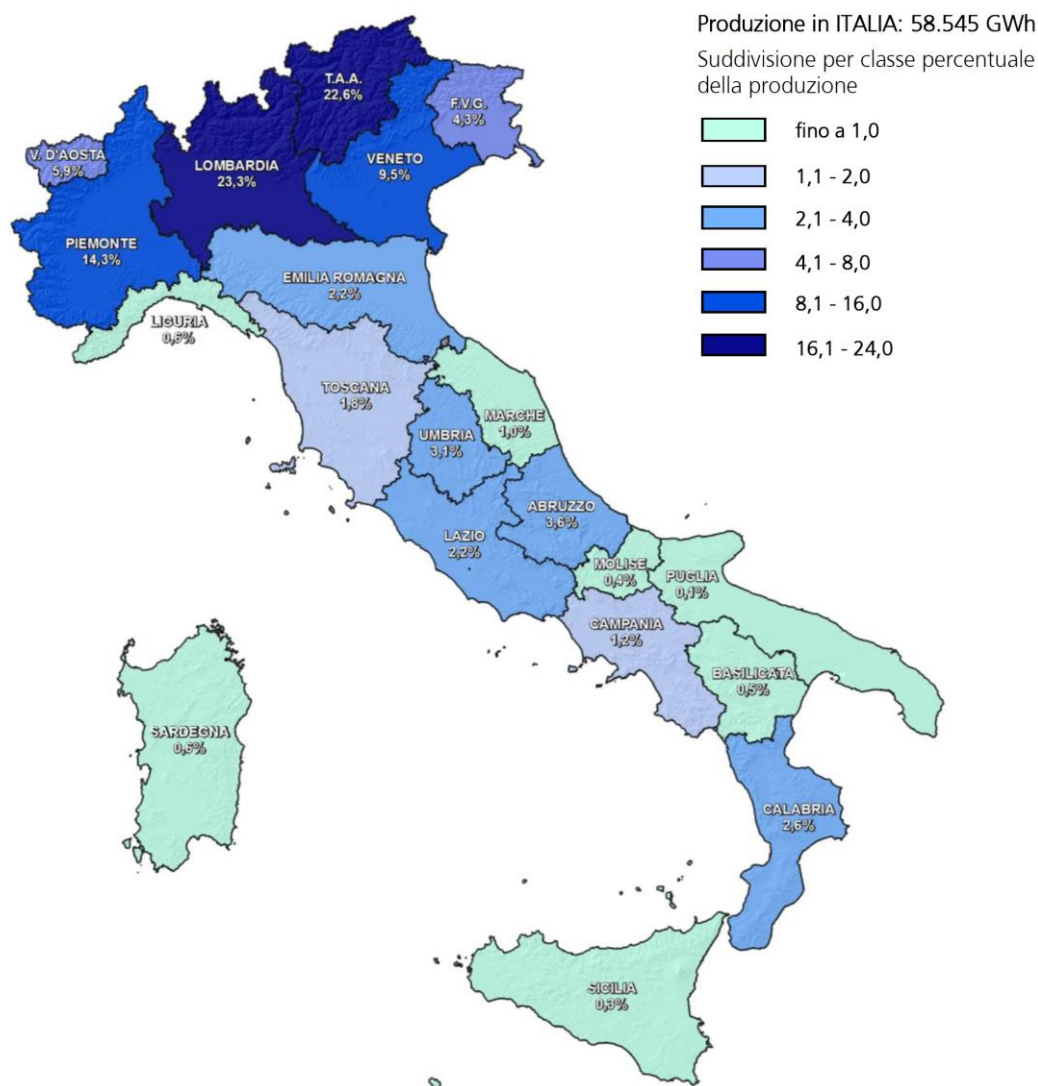


Fig. 4.23. Distribuzione percentuale regionale della produzione idroelettrica - anno 2014 [7]

Relativamente alle centrali di piccola scala in Campania, il censimento dell'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale in Campania ARPAC del 2008^[8] fornisce una vasta analisi dello stato impiantistico idroelettrico regionale, definendo, per ciascun impianto, la potenza efficace prodotta P ed il relativo status operativo (in uso, fermo o abbandonato). In Tab. 5 si riportano i dati desunti per impianti con Potenze fino a 10 MW.

Prov.	Comune	Centrale	Tipologia	Potenza Efficiente Netta [MW]	Salto in Concessione [m]	Portata Nominale [m³/s]	Tipologia Turbina	Stato al 2008
CE	Capua	Ponte Annibale	Fluente	8.45	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	In uso
CE	Rocca D'Evandro	Montemaggiore	Bacino	4.60	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	In uso
CE	Letino	Gallo Matese	Fluente	2.50	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	In uso
CE	Sessa Aurnca	Suio	Fluente	8.00	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	In uso
SA	Pertosa	Grotta dell'Angelo	Fluente	0.37	52	0.8	Francis	In uso
SA	Giffoni Valle Piana	Picentino	Fluente	1.80	191	1.1	Francis	In uso
SA	Campagna	S.Maria Avigliano	Fluente	0.24	118	0.2	Pelton	In uso
SA	Olevano sul Tuscano	Tuscano	Fluente	8.90	283	4.0	Pelton	In uso
AV	Luogosano	Luogosano	Fluente	0.11	8.40	1.6	Crossflow	Fermo
AV	Mirabella Eclano	Ponte Calore	Fluente	0.12	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Fermo
BN	Pontelandolfo	Pontelandolfo	Bacino	0.05	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Fermo
SA	Capaccio	Licinelle	Fluente	0.15	10.0	2.0	Crossflow	Fermo
SA	Felitto	Felitto	Bacino	0.41	37.4	1.3	Francis	Fermo
SA	Montecorvino	Bosco	Fluente	0.05	22.1	0.3	Crossflow	Fermo
SA	Novi Velia	Novi Velia	Bacino	0.43	<i>n/a</i>	0.2	Pelton	Fermo
SA	Giffoni Valle Piana	Vassi	Fluente	0.14	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Fermo
AV	Pratola Serra	Pratola Serra	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
AV	Valle Agricola	Valle Agricola	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	Aquara	Aquara	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	S. Angelo a Fasanella	S. Angelo a Fasanella	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	Tramonti	S. Elia	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato
SA	Amalfi	Valle dei Mulini	Fluente	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Abbandonato

Tab. 5. Impianti idroelettrici con Potenze fino a 10MW in Regione Campania – anno 2008^[8]

Al 2008 in Campania risultano quindi censiti 22 impianti appartenenti alla categoria di piccolo-idroelettrico di cui 8 in uso, 8 non attivi e 6 abbandonati. La Potenza Efficace Netta regionale da impianti di piccolo-idroelettrico in uso è risultata pari a 34.8 MW. Si evince come tale produzione sia concentrata in toto nelle province di Caserta e Salerno che, mediante le centrali di Ponte Annibale, Montemaggiore, Gallo Matese e Suio (CE) e mediante il Nucleo di Tuscano (SA), contribuiscono, rispettivamente per il 67.6% e 32.4%, alla fornitura idroelettrica regionale di piccola scala. Gli impianti siti nelle province di Benevento e Avellino risultano infatti di limitata capacità (generalmente *micro-hydro*) e comunque, al 2008, non operativi.

La provincia di Napoli non fornisce invece apporto alla produzione idroelettrica regionale, sia in termini di piccola che di grande scala^[7].

Il censimento ARPAC del 2008^[8] elenca inoltre 19 impianti di piccolo-idroelettrico dismessi (Tab. 6), in quanto soggetti a malfunzionamenti, individuando, come principale causa, la sedimentazione dei solidi sul fondo dell'invaso, trasportati dai corsi idrici di alimentazione.

Prov.	Comune	Località	Bacino	Corso Idrico	Potenza Efficiente Netta [MW]	Salto in Concessione [m]	Portata Nominale Media [m³/s]	Stato al 2008
SA	Campagna	Piè di Zeppino	Sele	Enza	0.06	14.5	0.5	Dismesso
BN	Campolattaro	Fragneto S. Leonardo	Volturno	Tammaro	0.17	17.2	1.2	Dismesso
SA	Capaccio	-	Capofiume	Capofiume	0.05	5.5	1.7	Dismesso
SA	Capaccio	Licinelle	Capofiume	Capofiume	0.20	10.8	2.0	Dismesso
SA	Casaletto Spartano	Casaletto Spartano	Bussento	Casaletto	0.11	29.0	0.5	Dismesso
SA	Felitto	-	Sele	Calore Lucano	0.42	37.4	1.3	Dismesso
AV	Luogosano	Luogosano	Volturno	Calore Irpino	0.11	8.4	1.6	Dismesso
AV	Montemiletto	Taurasi	Volturno	Calore Irpino	0.18	6.9	3.3	Dismesso
SA	Montecorvino	-	Tusciiano	Comea	0.05	22.1	0.3	Dismesso
SA	Montesano	Pratocomune	Sele	Eliceti – S. Pietro	0.09	65.0	0.2	Dismesso
BN	Morcone	-	Volturno	Tammaro	0.05	6.8	0.8	Dismesso
SA	Novi Velia	-	Alento	Torna	0.33	175.2	0.2	Dismesso
SA	Olevano sul Tusciano	-	Tusciiano	Tusciiano	0.15	6.5	2.4	Dismesso
SA	Oliveto Citra	-	Sele	Piceglie	0.35	163.2	0.3	Dismesso
SA	Ottati	-	Sele	Fasanella	0.03	12.2	0.4	Dismesso
AV	Mirabella Eclano	Ponte Calore	Volturno	Calore Irpino	0.09	7.2	1.6	Dismesso
SA	Roscigno	-	Sele	Ripiti	0.15	23.7	0.8	Dismesso
SA	Scala	-	Canneto	Canneto	0.14	97.0	0.2	Dismesso
BN	Pontelandolfo	Pontelandolfo	Volturno	Lenta	0.05	43.3	0.2	Dismesso

Tab. 6. Impianti idroelettrici con Potenze fino a 10MW dismessi in Regione Campania – anno 2008^[8]

Da aggiornamenti all'anno 2014^{[9][10]} si individuano le centrali con $P \leq 10$ MW attive in Campania, come riportato in Tab. 7. Si riscontra una sostanziale corrispondenza con quanto definito dal censimento ARPAC del 2008^[8], con la sola eccezione dell'impianto di S. Mango sul Calore (AV), non considerato al 2008 nella categoria di piccolo-idroelettrico in quanto censito con Potenza Efficiente Netta P di 11,70 MW. Al 2014, invece, l'ente concessionario Iren Energia S.p.A. dichiara una Potenza P di 9,40 MW^[10], di entità quindi compatibile con l'inserimento dell'impianto nel novero di quelli a piccola scala.

La Potenza complessiva idroelettrica attiva al 2014 nella Regione Campania per impianti di piccolo-idroelettrico è quantificata in 44,7 MW, a fronte di una Potenza idroelettrica complessiva regionale di 349,6 MW^[7], rappresentandone quindi un'aliquota del 12,8%.

Prov.	Comune	Centrale	Corso Idrico	Tipologia	Potenza Efficiente Netta [MW]	Salto in Concessione [m]	Portata Nominale Media [m³/s]	Tipologia Turbina	Concessionario
CE	Capua	Ponte Annibale	Volturno	Fluente	8.45	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Enel Green Power S.p.A.
CE	Rocca D'Evandro	Montemaggiore	Garigliano	Bacino	4.60	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	Enel S.p.A.
CE	Letino	Gallo Matese	Sava, Lete	Fluente	2.50	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Enel S.p.A.
CE	Sessa Aurunca	Suio	Garigliano	Fluente	8.00	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Francis	Enel Green Power S.p.A.
SA	Pertosa	Grotta dell'Angelo	Tanagro	Fluente	0.37	52	0.8	Francis	Iren Energia S.p.A.
SA	Giffoni Valle Piana	Picentino	Picentino	Fluente	1.80	191	1.1	Francis	Iren Energia S.p.A.
SA	Campagna	S. Maria Avigliano	Tenza	Fluente	0.24	118	0.2	Pelton	Iren Energia S.p.A.
SA	Olevano sul Tusciano	Tusciano	Tusciano	Fluente	9.30	284	4.0	Pelton	Iren Energia S.p.A.
AV	S. Mango sul Calore	Calore	Calore	Fluente	9.40	193	1.1	Pelton	Iren Energia S.p.A.

Tab. 7. Impianti idroelettrici in uso con Potenze fino a 10 MW in Regione Campania – anno 2014^{[9][10]}

In merito agli impianti di piccola scala attualmente operativi in regione Campania, si riportano di seguito sintetici dati operativi:

- **Ponte Annibale (CE):** alimentato dalle acque del Volturno e situato nel territorio comunale di Capua, è costituito da una traversa di altezza 14 m. E' stato realizzato dal Consorzio di Bonifica del bacino inferiore del Volturno con ultimazione lavori al 1977;
- **Montemaggiore (CE):** alimentata dalle acque del Volturno, tramite uno sbarramento che definisce un bacino d'invaso, è stata realizzata dalla Società Meridionale di Eletticità SME; usufruisce delle medesime opere di captazione della centrale di Montelungo ($P = 32.5 \text{ MW}$);
- **Gallo Matese (CE):** alimentata dalle acque del fiume Sava, affluente del Volturno, mediante il bacino artificiale Lago di Gallo, generato da uno sbarramento a gravità. Il medesimo bacino è parzialmente alimentato anche dalle acque del fiume Lete;
- **Suio (CE):** ubicata nel comune di Sessa Aurunca, è alimentata mediante sistema fluente, dalle acque del fiume Garigliano;
- **Nucleo di Tusciano (SA):** composto da 8 centrali idroelettriche (**Tusciano**, Bussento, **Calore**, Tanagro, **Picentino**, **Santa Maria Avigliano**, **Grotta dell'Angelo** e Giffoni con quest'ultima attualmente disattiva). Di queste, Tusciano, Calore, Picentino, Santa Maria Avigliano e Grotta dell'Angelo operano a potenze minori di 10 MW, con produzione annua complessiva di 67 GWh/anno dei 250 GWh/anno generati dall'intero Nucleo di Tusciano^[11].

In tale contesto, risulta pertanto evidente come, a livello regionale, vi siano interessanti margini di sviluppo per la produzione idroelettrica su piccola scala. Studi di settore, elaborati nell'ambito dell'Accordo di Programma per lo Sviluppo di un Polo di Eccellenza delle Energie Alternative in Provincia di Benevento stipulato tra Regione Campania, Provincia di Benevento ed Università del Sannio nel 2011^[1], hanno, ad esempio, stimato le potenzialità di utilizzo idroelettrico di piccola scala per i corsi idrici del Calore, Sabato, Isclero, Tammaro e Volturno.

La definizione del potenziale idroelettrico regionale non può naturalmente prescindere dalla caratterizzazione, in fase preliminare anche di massima, delle condizioni idrauliche e geomorfologiche dei siti utilizzabili a fini idroelettrici. In particolare, dall'analisi del reticolo idrografico e dello sviluppo plano-altimetrico dei corsi idrici, è possibile individuare i salti potenziali H (ad esempio in corrispondenza di forti variazioni di pendenza longitudinale del tronco idrico), rappresentativi del primo step per la stima del potenziale producibile. A tal fine, in assenza di specifici rilievi di dettaglio, la consultazione di cartografie e mappe tematiche può consentire la preliminare localizzazione delle posizioni di interesse. La possibilità di usufruire di sistemi informativi geografici GIS aggiornati risulta, pertanto, di preminente utilità per la definizione delle suddette proprietà in sito.

L'ampliamento delle conoscenze mediante rilievi topografici, geologici e geotecnici specifici risulta, allo stesso tempo, imprescindibile per le fasi operative successive, dato il livello maggiore di dettaglio richiesto, sia per quanto concerne la configurazione orografica che per la caratterizzazione geomorfologica del sito.

Specifici rilievi di dettaglio risultano, allo stesso tempo, fondamentali per la caratterizzazione delle effettive sezioni idriche di interesse, utili alla determinazione della portata defluente Q . Mediante la rappresentazione della *curva delle durate* (Fig. 4.24) si può valutare la disponibilità stagionale di risorsa idrica, definendo la correlazione tra tutti i valori di portata Q transitati nel corso idrico e la relativa disponibilità, generalmente valutata con arco temporale annuale. Misure estese ad almeno 2-3 anni possono risultare

sufficienti per la definizione di una curva delle durate utilizzabile per la valutazione della derivazione ai fini di produzione idrolettrica a piccola scala.

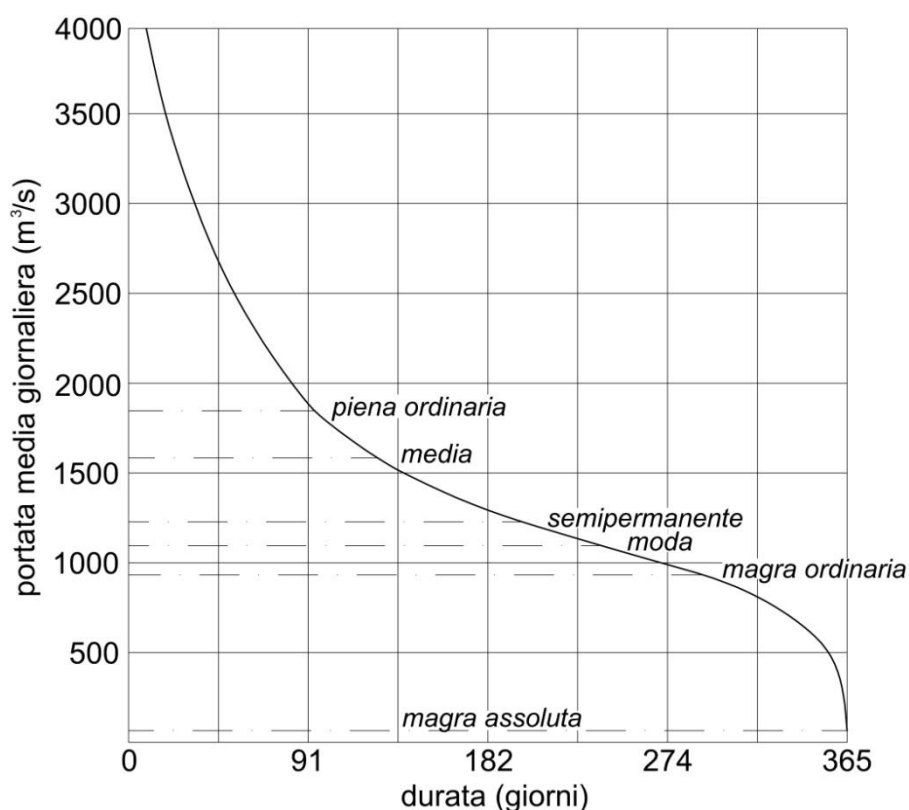


Fig. 4.24. Curva delle durate Po Pontelagoscuro (1918-1935) [12]

In assenza di misure dirette di portata, avendo specifiche informazioni sulla sezione idrica, è possibile valutare la portata Q defluente attraverso una sezione usufruendo di dati idrometrici (misure di livello), dai quali poter poi desumere la portata mediante la relativa *scala di deflusso*, la cui applicabilità non può prescindere quindi da rigorose ed aggiornate conoscenze circa la configurazione effettiva della sezione idrica in sito.

Data la limitata disponibilità di misure dirette di portata Q , sovente risulta necessario operare usufruendo di dati idrometrici, specificamente disponibili o, nel caso, desunti da banche dati generali. In particolare, in riferimento a dati fino all'anno 1999, tali informazioni sono ottenibili dagli Annali Idrologici, redatti dal Servizio Idrografico Italiano SII (poi divenuto Servizio Idrografico e Mareografico Nazionale SIMN) e attualmente consultabili attraverso la banca dati dell'Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale ISPRA. Per la regione Campania, il Centro Funzionale Decentrato della Protezione Civile Regione Campania fornisce inoltre database aggiornati al 2014^[13] di stazioni idrometriche e pluviometriche dislocate sul territorio.

In assenza di informazioni specifiche sui deflussi idrici, l'utilizzo di modelli analitici e di simulazione per la trasformazione degli afflussi meteorici in deflussi fluviali consente di stimare la portata Q , partendo dall'analisi del regime pluviometrico del sito di interesse. I dati pluviometrici, come quelli idrometrici, possono essere ottenuti attraverso misurazioni specifiche oppure usufruendo di database generali, quali la banca dati ISPRA e quella della Protezione Civile Regione Campania.

Un ulteriore approccio può invece prevedere la consultazione delle banche dati degli enti concessionari, nonché di enti territoriali quali Consorzi di Bonifica ed Autorità di Bacino, direttamente operanti sul territorio.

Informazioni preliminari sullo status del piccolo-idroelettrico sono inoltre desumibili dalla consultazione del portale per il catasto pubblico sui salti mini-idroelettrici in Italia, attivato nell'ambito del progetto europeo "Strategies to proMote small scAle hydro electRicity producTion in Europe S.M.A.R.T."^[3], operativo nel quinquennio 2006-2010.

Ulteriori strumenti informatici (quali, ad esempio, il software integrato VAPIDRO-ASTE sviluppato da Ricerca sul Sistema Energetico R.S.E. S.p.A.^[14]), mediante l'interfaccia con sistemi geografici informativi GIS, consentono di effettuare anche valutazioni tecnico-economiche preliminari per la localizzazione di impianti idroelettrici a piccola scala. In particolare, in funzione delle portate misurate, degli usi plurimi della risorsa idrica (idropotabile, irriguo, idroelettrico, etc.) e del Deflusso Minimo Vitale in ciascuna sezione, tali strumenti consentono di individuare le sezioni tecnicamente ed economicamente più adatte all'installazione di impianti ad uso idroelettrico, basando la valutazione su stime dei costi di investimento e gestionali, nonché sui benefici connessi alla vendita della risorsa energetica prodotta.

In ogni caso, è evidente come, in termini di prospettive di sviluppo a breve e medio termine, le potenzialità della risorsa idroelettrica in Campania siano limitate, dal momento che le risorse più significative a disposizione sono in larga misura già sfruttate; tuttavia, il recupero almeno parziale di impianti dismessi, nonché il potenziamento e l'ammodernamento del parco impiantistico esistente, potrebbero garantire, entro il 2020, un incremento della potenza disponibile dell'ordine di almeno il 2÷3% (5÷10 MW), e quindi un incremento della produzione elettrica compreso tra 7,5 e 15 GWh/anno (0,65÷1,3 ktep/anno).

Si rammenta che la SEN 2017, così come al momento delineata nel documento di consultazione pubblicato nel maggio 2017, prevede, come principale strumento di intervento per l'idroelettrico, la revisione della normativa su meccanismi d'asta delle concessioni in modo da selezionare nuovi progetti e rilanciare investimenti, in particolare, per lo svuotamento e pulizia degli invasi e la realizzazione di piccoli sistemi di accumulo.

4.4. Energia geotermica

4.4.1. Normativa italiana sulla geotermia

Il testo normativo di riferimento per l'utilizzo delle risorse geotermiche è il D. Lgs. n. 22 dell'11 febbraio 2010, modificato dal Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 e dall'articolo 28 del Decreto Legge 18 ottobre 2012, n. 179. Il testo, oltre a fornire una classificazione delle risorse geotermiche, definisce le modalità di rilascio delle concessioni per la ricerca ed esplorazione di siti di interesse geotermico.

Nella norma citata, la risorsa geotermica è suddivisa in tre tipologie, a seconda della temperatura dei fluidi disponibili:

- risorse geotermiche ad alta entalpia, "caratterizzate da una temperatura del fluido reperito superiore a 150°C";
- risorse geotermiche a media entalpia, "caratterizzate da una temperatura del fluido reperito compresa tra 90 e 150°C";
- risorse geotermiche a bassa entalpia, "caratterizzate da una temperatura del fluido reperito inferiore a 90°C".

A seconda della temperatura del fluido e della taglia dell'impianto, la normativa stabilisce che siano considerate:

- “di interesse nazionale” :
 - a. le risorse geotermiche ad alta entalpia che possono “assicurare una potenza erogabile complessiva di almeno 20 MW termici” (alla temperatura convenzionale dei reflui di 15°C), nonché tutte quelle “rinvenute in aree marine”;
 - b. i fluidi geotermici a media ed alta entalpia impiegati per sperimentazione, su tutto il territorio nazionale, in impianti pilota con reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza, e comunque con emissioni nulle, con potenza nominale installata non superiore a 5 MW per ciascuna centrale, per un impegno complessivo autorizzabile non superiore ai 50 MW (per ogni proponente non possono in ogni caso essere autorizzati più di tre impianti, ciascuno di potenza nominale non superiore a 5 MW). Agli impianti pilota, che per il migliore sfruttamento ai fini sperimentali del fluido geotermico necessitano di una maggiore potenza nominale installata al fine di mantenere il fluido geotermico allo stato liquido, il limite di 5 MW è determinato in funzione dell'energia immessa nel sistema elettrico che non può in nessun caso essere superiore a 40.000 MWh elettrici annui”;
- “di interesse locale” le risorse geotermiche a media e bassa entalpia, o quelle economicamente utilizzabili per la realizzazione di un progetto geotermico, “di potenza inferiore ai 20 MW termici” ottenibili dal solo fluido geotermico alla temperatura convenzionale dei reflui di 15°C”;
- “piccole utilizzazioni locali” tutti gli usi del calore geotermico che consentano “la realizzazione di potenza inferiore ai 2 MW termici, ottenibili dal fluido geotermico alla temperatura convenzionale dei reflui di 15°C, ovvero ottenute mediante l'esecuzione di pozzi di profondità fino a 400 metri per ricerca, estrazione ed utilizzazione di fluidi geotermici o acque calde comprese quelle sgorganti da sorgenti per potenza termica complessiva non superiore a 2.000 kW termici, anche per eventuale produzione di energia elettrica con impianti a ciclo binario ad emissione nulla; rientrano in tale categoria le installazioni di sonde geotermiche che scambiano calore con il sottosuolo senza effettuare il prelievo e la re-immissione nel sottosuolo di acque calde o fluidi geotermici.

Le risorse geotermiche di interesse nazionale sono patrimonio indisponibile dello Stato mentre quelle di interesse locale sono patrimonio indisponibile regionale. La Legge 9 agosto 2013, n. 98 di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 21 giugno 2013, n. 69, recante disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia, ha sottolineato che gli impianti geotermici pilota sono di competenza statale (integrando l'art. 1 comma 3bis del D.Lgs. 11 febbraio 2010, n. 22 e il D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152). Inoltre, la Legge 7 agosto 2012, n. 134 di conversione del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83, ha definito l'energia geotermica una delle fonti energetiche strategiche e per tale ragione lo Stato deve incentivare la realizzazione di tali impianti. Si sottolinea che per “impianto pilota” si intendono gli impianti previsti nei progetti dimostrativi sia su scala commerciale che in progetti sperimentali, ricadenti nell'ambito della disciplina della ricerca e dell'innovazione. Infatti, in tali impianti devono essere previste innovazioni di prodotto e/o di processo di diverso grado ed intensità finalizzate alla produzione di energia elettrica con fluidi geotermici di media ed alta entalpia ad emissioni nulle. La sperimentazione pertanto può riguardare l'intero sistema tecnologico o sue porzioni sia in termini di prodotto che di processo (Direttiva Direttoriale 1 luglio 2011). I requisiti tecnici richiesti agli impianti affinché questi possano essere classificati “pilota” sono riportati nel “Le linee guida per l'utilizzazione della risorsa geotermica a media e alta entalpia”, redatte nell'ottobre 2016 a cura del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare da attuazione alla risoluzione in materia di geotermia approvata nella seduta del 15 aprile 2015 dalle Commissioni Riunite VIII (Ambiente, territorio e lavori pubblici) e X (Attività produttive, commercio e turismo).

Ai sensi del D.lgs. 22/2010 modificato ed integrato dal D.lgs. 28/2011, l'approvazione e la gestione dei programmi relativi alla sperimentazione di impianti pilota geotermoelettrici, sia come permesso di ricerca che come concessione di coltivazione, è di competenza del MISE che rilascia la concessione di concerto con il MAT*TM, a seguito dell'esito favorevole della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e dell'intesa regionale, tenuto conto delle risultanze istruttorie, ivi compresi il pronunciamento della CIRM e le determinazioni della Conferenza di Servizi.

La procedura operativa per la presentazione e l'istruttoria delle istanze di permesso di ricerca di risorse geotermiche finalizzate alla sperimentazione di impianti pilota in terraferma è definita dalla Circolare 9 luglio 2015. La durata del permesso di ricerca per la sperimentazione di impianti pilota deve avere durata pari a 4 anni oltre a 2 di proroga. Nel caso di proroga, concessa solo se è necessario un ulteriore periodo di sperimentazione il titolare deve avere portato a termine l'installazione e la messa in esercizio dell'impianto pilota e dato avvio alla sperimentazione nel periodo di vigenza. In tale ambito sarà riconosciuta la possibilità al titolare di vendita dell'energia elettrica prodotta dall'impianto.

Nel caso di concessioni inattive da più di due anni, si può richiedere il subentro in attività inoltrando la richiesta al Ministero (per conoscenza al MAT*TM) ed alla Regione in quanto è necessario attivare eventualmente la procedura di revoca della concessione all'originario titolare, con provvedimento di competenza di quest'ultima. Infine, al termine della sperimentazione, se questa si converte nella realizzazione industriale della coltivazione della risorsa geotermica, il titolare deve inoltrare richiesta di concessione mineraria di coltivazione della risorsa geotermica alla Regione competente ed al Ministero.

Come detto, il permesso di ricerca deve essere corredato da VIA. Tale documento deve essere redatto sulla base delle indicazioni riportate nel "Le linee guida per l'utilizzazione della risorsa geotermica a media e alta entalpia", redatte nell'ottobre 2016. Queste ultime censiscono le metodologie consolidate per la prevenzione e la mitigazione dei potenziali effetti sull'ambiente e sulla salute pubblica connessi alle diverse fasi di ricerca e utilizzazione della risorsa geotermica. Le linee Guida si applicano sia alle attività geotermoelettriche ordinarie, di competenza delle Regioni, sia agli impianti pilota geotermici sperimentali, demandati dalla legge alla competenza dello Stato. Sono pertanto contemplati, con le dovute differenziazioni, sia gli impianti geotermoelettrici tradizionali, con re-immissione parziale dei fluidi geotermici nelle formazioni di provenienza, che gli impianti pilota sperimentali a emissioni di processo nulle e re-iniezione totale.

Per quanto riguarda i fenomeni fisici connessi alle attività geotermiche quali la microsismicità, la subsidenza e le pressioni di poro, si rimanda al documento "Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche" del 24 novembre 2014, pubblicato sul sito della DGS-UNMIG del Ministero dello sviluppo economico.

Il decreto legislativo D. Lgs. n. 22 dell'11 febbraio 2010 e le successive modifiche non forniscono tuttavia prescrizioni relative alla messa in opera di impianti di produzione di calore da fonte geotermica di media o bassa entalpia, ovvero di sonde geotermiche, destinati alla climatizzazione di edifici, rimandando tale competenza completamente alle Regioni.

Attualmente, la regolamentazione varia da regione a regione e cambia a seconda che si prelevi o meno acqua di falda; in generale, tutte le perforazioni che superano i 30 metri di profondità devono essere comunicate al Servizio geologico della Direzione generale delle miniere del Ministero dello sviluppo economico entro 30 giorni. Di norma i lavori che richiedono una penetrazione nel terreno non necessitano di una licenza o di un'autorizzazione ai sensi del diritto di utilizzo dell'acqua; tuttavia se si prevede che detti lavori possano manifestare o provocare effetti sull'acqua sotterranea, occorre segnalare gli stessi alle autorità competenti.

Come si potrà dedurre, la normativa riguardo i sistemi geotermici è assolutamente frammentaria e ancora incompleta. Attualmente, l'iter burocratico per i sistemi senza prelievo di acqua di falda risulta più

semplice ma soggetto ad incertezze maggiori rispetto a quello inerente i sistemi accoppiati allo sfruttamento diretto delle acque sotterranee, regolamentati dalla normativa per l'utilizzazione della risorsa idrica (L. 36/94 e successive) e per lo scarico di acque emunte per scopi geotermici (D. Lgs. 152/2006). Per la realizzazione di questi sistemi è necessario seguire le procedure, ormai consolidate, relative ai pozzi d'acqua e agli scarichi; tuttavia queste disposizioni non risultano ottimali per i sistemi geotermici poiché in essi la risorsa idrica non viene intaccata se non da un punto di vista puramente termico.

Inoltre, a prescindere dagli emendamenti sull'uso della risorsa geotermica erogati o meno dalle Regioni, si ricorda che sono esenti da autorizzazione:

- gli impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili con potenza complessiva uguale o inferiore ai 4 MW termici, ubicati in aziende o stabilimenti alimentati da prodotto residuale del ciclo produttivo ai sensi del Decreto legislativo 29 Dicembre 2003 n. 387;
- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili o comunque non assegnabili ai servizi di regolazione di punta ai sensi del decreto legislativo n. 387/03, qualora non necessitino di analogo provvedimento di altro ente o organismo.

Nello specifico della Regione Campania, attualmente non sono state emanate disposizioni normative specifiche agli utilizzi della risorsa geotermica a “media e a bassa entalpia”.

Al contrario, per ciò che attiene le “piccole utilizzazioni locali”, la Regione ha emanato provvedimenti diversi a seconda se le suddette sono finalizzate alla produzione di energia elettrica, se l'impianto si conforma come “open loop” (circuiti aperti) ovvero come “closedloop” (circuiti chiusi) e/o come pali energetici.

Per i primi, con Decreto Dirigenziale n. 420 del 28 settembre 2011 la Regione Campania ha adottato i criteri per uniformare l'applicazione delle linee guida nazionali per il procedimento di cui all'articolo 12 del D.Lgs. 387/2003, al fine di agevolare l'attuazione da parte del personale amministrativo e di superare dubbi interpretativi. La Regione, dunque, rilascia una “autorizzazione unica” per la realizzazione d'impianti di energia elettrica da FER.

Gli impianti geotermici “open loop” sono regolamentati dalla L.R. 8/2008 e R.R. 10/2010. La suddetta normativa disciplina le “utilizzazioni di acque calde geotermiche, anche sotto forma di vapore, reperibili a profondità inferiori a quattrocento metri con potenza termica complessiva non superiore a 2.000 kilowatt termici”. L'utilizzo di tali risorse, consentito per le attività che comportano un risparmio energetico, è autorizzato secondo le modalità indicate dal regolamento di attuazione e comunque “esclusivamente” mediante scambio energetico. Pertanto è da escludere la produzione di energia elettrica, secondo le modalità previste dalla normativa nazionale (D.Lgs. 22/2010, art. 10). Si sottolinea che il loro sfruttamento può essere autorizzato qualora sia riconosciuta l'impossibilità di utilizzo a scopi terapeutici delle acque minerali e termali riconosciute.

Infine, per le piccole utilizzazioni “closedloop” ovvero che prevedono l'installazione di sonde geotermiche all'interno di perforazioni verticali appositamente realizzate nel terreno a profondità di qualche centinaio di metri e comunque non superiori a 400 m, di cui il Decreto Legislativo 22/2010 prevede l'adozione di procedure semplificate da parte delle Regioni, la Campania non ha predisposto specifici regolamenti né registri regionali e monitoraggio degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica.

Per quanto riguarda le altre Regioni e Province, alcune hanno già definito in passato normative, regolamenti o linee finalizzate alla regolamentazione della geotermia a bassa entalpia, tra queste:

- Regione Lombardia e Province di Milano, Bergamo, Como, Lecco, Brescia, Pavia, Mantova, Sondrio e Varese;
- Regione Piemonte e provincie del Verbaio-Cusio-Ossola, Biella;
- Regione Toscana;
- Regione Trentino Alto Adige;
- Regione Veneto e Province di Vicenza e Treviso;
- Regione Lazio.

4.4.2. Lo sfruttamento della risorsa geotermica in Campania

Al fine di ridurre le emissioni di gas serra, la Direttiva Europea 2009/28/EC ha stabilito che l'Italia deve raggiungere entro il 2020 una quota complessiva di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e nei trasporti pari al 17%. Il consumo finale lordo comprende sia le rinnovabili elettriche che quelle termiche. Il D.M. 15 marzo 2012, noto come “Burden Sharing” ha ripartito l'obiettivo nazionale tra le Regioni; nel caso della Regione Campania, tale obiettivo è stato imposto pari al 16.7%.

Il GSE, mediante l'istituzione del SIMERI (Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (FER)), monitora gli incrementi della quota FER per ciascuna regione. I risultati, pubblicati sul portale dello stesso GSE, hanno dimostrato che la Regione Campania non è lontana dal proprio obiettivo. Nel 2014 (ultimo anno di aggiornamento dati), infatti, aveva già raggiunto un valore del 15.5% di copertura dei consumi finali lordi con FER. Tuttavia, il consumo di energia elettrica e di energia termica proveniente dalla risorsa geotermica è pari rispettivamente solo a 0 ktep e 11 ktep, ovvero lo 0% e l'1.85% dei consumi complessivi di energia elettrica e termica da FER (pari a 387 ktep e 596 ktep, rispettivamente).

Tali valori dimostrano che, nonostante la Campania presenti un elevato potenziale geotermico (vedi Paragrafo 2), la risorsa non è stata ad oggi utilizzata al meglio e presenta ancora buoni margini di utilizzo. Per tale ragione, la nuova linea di sviluppo della Regione si incentra sullo sviluppo e la diffusione di tecnologie volte all'utilizzo sostenibile della risorsa geotermica. In tal senso, il supporto della Regione alle attività di ricerca sull'impiantistica geotermoelettrica e geotermica diventa fondamentale per lo sviluppo di una filiera di produzione geotermica sostenibile ed a impatto zero. I progetti pilota, autorizzati dal MISE con parere positivo della Regione, possono diventare modelli esemplari da replicare sia nella regione che nell'intero territorio nazionale, ma anche a livello mondiale in siti analoghi. Inoltre, la nuova filiera potrebbe richiamare l'attenzione di operatori del settore comportando il rilancio dell'economia locale. In tal senso, i nuovi progetti di produzione dovranno essere corredati, oltre che dalla valutazione ambientale, anche dall'analisi sulle ricadute economiche e sociali sul territorio. Naturalmente, i progetti pilota non possono costituire l'unico obiettivo di sviluppo della geotermia, bensì deve essere incentivato l'impiego di tecnologie ormai consolidate per lo sfruttamento della risorsa quali pompe di calore, scambiatori di calore, pali energetici e reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento. Tali tecnologie implicano perforazioni e/o prelievi di acqua di falda che possono alterare le caratteristiche del sottosuolo. Per assicurare il corretto uso del sottosuolo, la Regione provvederà a fornire gli strumenti legislativi per la regolamentazione di tali impianti e, inoltre, richiederà la registrazione sistematica degli impianti installati. La registrazione degli impianti agevererà la Regione nell'assolvere il compito di monitoraggio della quota dei consumi finali lordi coperta da fonti di energia rinnovabili.

4.4.3. Potenzialità geotermiche della Regione Campania

La Regione Campania è fortemente caratterizzata dalla disponibilità di risorse geotermiche. In particolare, questa è concentrata nelle aree vulcaniche, ma risulta presente anche in alcune zone appenniniche caratterizzate da sorgenti termali ed emissioni gassose (principalmente anidride carbonica ed idrogeno solforato). Le aree vulcaniche campane sono anche state, successivamente alle aree toscane dove è nata la geotermia moderna, le prime al Mondo ad essere esplorate per scopi geotermici. Le prime indagini geotermiche risalgono infatti al 1930, e furono effettuate nell'area flegrea e nell'isola d'Ischia: le due aree che contengono insieme il più alto potenziale geotermico della Regione.

Carlino et al. (2012) hanno stimato, per la prima volta in maniera quantitativa, la potenza totale ottenibile dalla geotermia nelle aree esplorate della Campania (ossia Ischia ed i Campi Flegrei). La potenza termica totale risulta di circa 17 GW, un valore enorme. Convertita in potenza elettrica massima, anche volendo utilizzare un'efficienza di conversione intorno al 10%, che è un valore molto basso, risulta un valore di circa 2 GWe, ossia l'equivalente di due centrali nucleari medio/grandi.

Il potenziale geotermico della Regione Campania nelle aree diverse da quelle vulcaniche è stato valutato negli ultimi anni nell'ambito del progetto Vigor (<http://www.vigor-geotermia.it>). Il progetto, che ha coinvolto le regioni obiettivo (Campania, Calabria, Puglia e Sicilia) ha promosso lo sviluppo del "VIGORThermoGIS". Il software, sfruttando l'approccio volumetrico, è capace di effettuare un modello 3D del sottosuolo e di calcolare il potenziale geotermico estraibile in base a tre componenti principali: i) la tipologia di risorsa (geometria e proprietà termofisiche del serbatoio); ii) le tecnologie impiegabili; iii) costi di produzione dell'energia. Si sottolinea che il "potenziale estraibile" indica la frazione di energia termica estraibile dal sottosuolo mediante le attuali tecnologie e non il quantitativo totale di calore geotermico contenuto nel volume di sottosuolo considerato. La stima di tale frazione è particolarmente complessa poiché implica la modellazione numerica del serbatoio geotermico di cui non si conoscono le caratteristiche prima della realizzazione dei pozzi di esplorazione. Al fine di una valutazione preliminare del potenziale estraibile può essere adottato un fattore "empirico" di recupero di energia, definito come il rapporto percentuale tra l'energia geotermica estraibile e quella contenuta nel volume di crosta terrestre preso in considerazione, pari al 5-15%.

Nel caso specifico, "VIGORThermoGIS" restituisce il potenziale estraibile adottando un fattore di recupero pari al 10% e considerando la vita utile dell'impianto geotermico pari a 30 anni.

I risultati ottenuti dal progetto sono riportati su carte tematiche e disponibili sul portale ad esso dedicato. In questo documento vengono riportate le mappe che sono state prodotte nell'ambito del progetto e che sono volte all'individuazione del potenziale di energia prelevabile dal terreno e dalle falde acquifere sotterranee mediante l'impiego di sistemi con sonde a circuito chiuso e a circuito aperto, rispettivamente (vedi paragrafo 4). Il calore prelevato può essere usato per l'alimentazione di pompe di calore o per usi diretti mediante semplice scambiatore di calore. La scelta di adottare l'una o l'altra tecnologia dipende da due principali fattori: i) dal livello di temperatura del fluido in uscita dalle sonde e ii) dal livello di temperatura necessario per gli usi finali.

In Figura 34 è riportata la carta dell'energia geotermica specifica estraibile dal terreno mediante un impianto geotermico a circuito chiuso. Nella parte settentrionale della Regione Campania prevalgono le aree con potenziale inferiore ai 70 kWh/m², tuttavia è presente una fascia con potenziale maggiore dei 100 kWh/m² che si estende dalla penisola Sorrentina fino al confine con il Molise e il Lazio. L'area meridionale della Regione è, invece, caratterizzata prevalentemente da un potenziale medio compreso in un range tra i 70 e i 100 kWh/m².

Per quanto riguarda i sistemi a circuito aperto, essi sono idonei ad essere installati lungo la dorsale dell'Appennino Campano, in particolare nell'area meridionale della Campania (Vallo di Diano) e nella regione dei Monti Lattari (Figura 35).

Nell'ambito del progetto Vigor è stata redatta anche una carta tematica relativa al "potenziale estraibile" per teleriscaldamento/teleraffrescamento (Figura 36).

In particolare, l'intera regione è caratterizzata da un potenziale geotermico al di sotto dei 50 MWh_t/km²; tuttavia, l'area flegrea e alcune piccole aree ubicate nell'entroterra del Beneventano e dell'Avellinese, presentano un potenziale geotermico più elevato (fra i 50 e i 150 MWh_t/km²).

Al fine di dimostrare la fattibilità economica ed energetica di un sistema di teleriscaldamento alimentato da fonte geotermica in Campania, è stato condotto uno studio di fattibilità per una piccola rete a servizio

di alcuni edifici scolastici del Comune di Mondragone nell'ambito dello stesso progetto Vigor (per maggiori info:). La rete è stata progettata per sfruttare il fluido geotermico ($T=34^{\circ}\text{C}$ e portata= 6-23 l/s) emunto da uno dei pozzi esplorativi realizzati nell'ambito dello stesso progetto. Il progetto, seppur finanziato nell'ambito del POI Energia, non è stato ancora realizzato.

La possibilità di investire sulla risorsa geotermica in questa zona ad alto flusso di energia termica e con elevata urbanizzazione, ovviamente, dipenderà dalle scelte politiche e dai futuri piani nazionali e regionali per l'energia, ed in particolare qualunque iniziativa di espansione urbana dovrà valutare la possibilità di poter realizzare reti di teleriscaldamento e tele raffreddamento geotermiche.

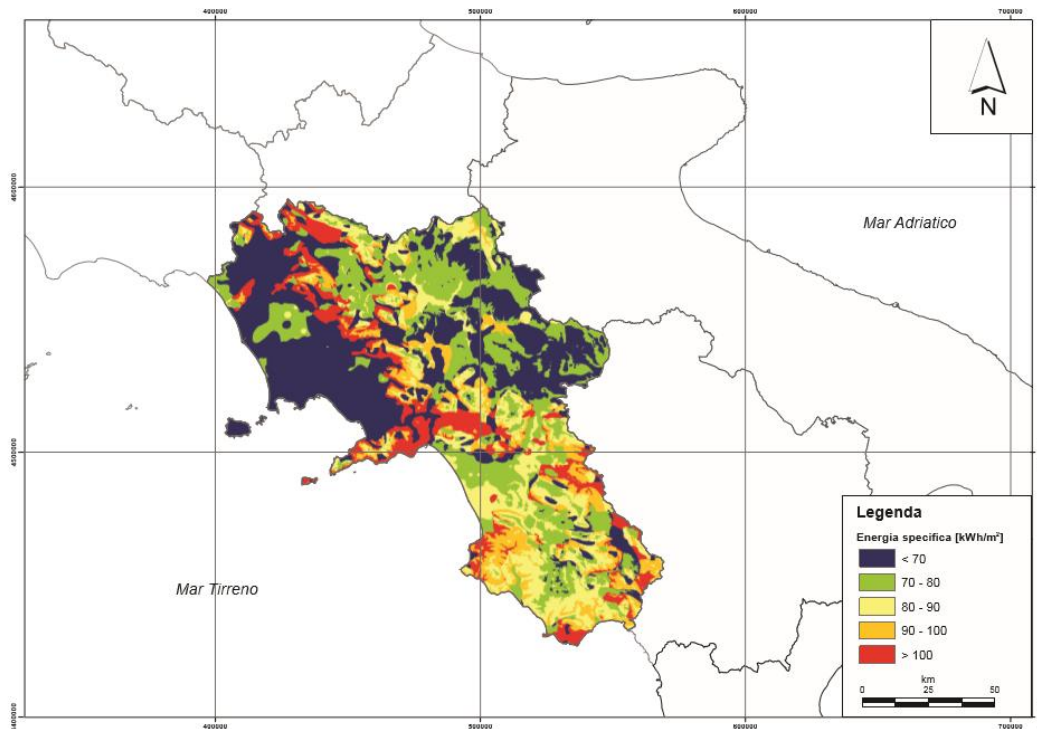


Figura 34 Carta dell'Energia specifica scambiata con il terreno mediante circuito chiuso.
(Fonte: Progetto Vigor)

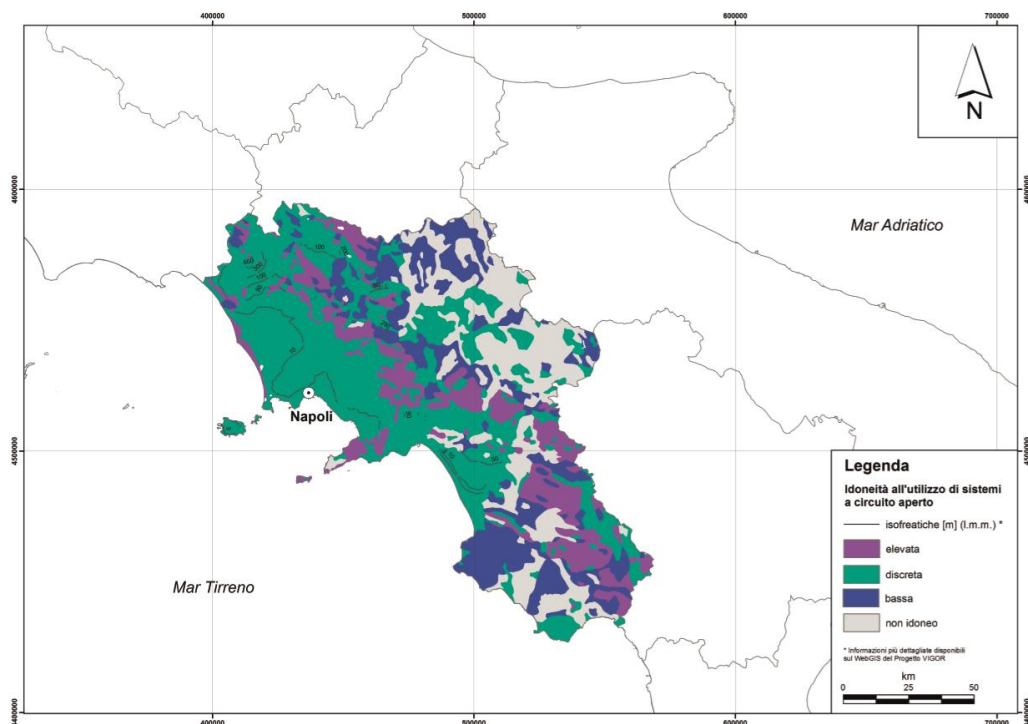


Figura 35 Carta di idoneità all'utilizzo di sistemi a circuito aperto. (Fonte: Progetto Vigor)

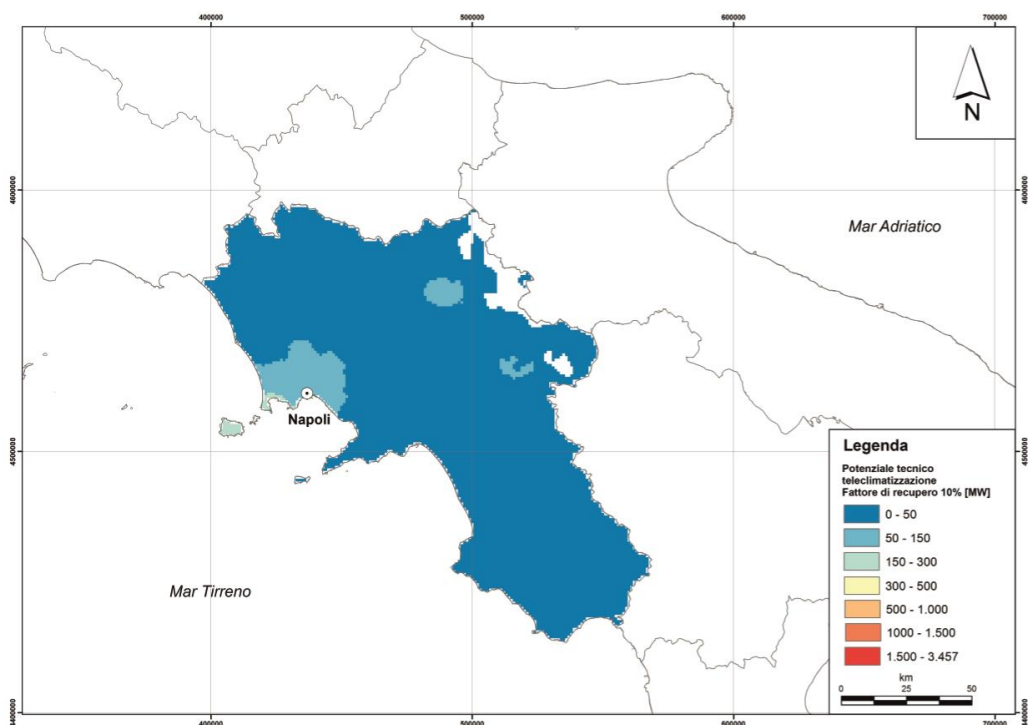


Figura 36 Carta del potenziale tecnico per la teleclimatizzazione. (Fonte: Progetto Vigor)

Tali carte possono essere impiegate solo per la stima del potenziale geotermico della Regione Campania ma non possono essere alla base di provvedimenti vincolanti. Per tale ragione, prima dell'installazione di un impianto, a prescindere dall'area nella quale esso dovrebbe ricadere, devono essere effettuati test in loco al fine di determinare le caratteristiche termo-fisiche del terreno e del serbatoio geotermico da utilizzare.

4.4.4. Usi finali della geotermia: energia elettrica, termica, frigorifera

L'utilizzo principale dell'energia geotermica è costituito tradizionalmente dalla generazione di energia elettrica attraverso l'utilizzo di un ciclo a vapore in cui la sorgente calda è rappresentata da un serbatoio geotermico. Possono avere rilevanza dal punto di vista economico anche altre applicazioni, quali gli usi diretti del calore da sorgente geotermica per il riscaldamento di edifici, nonché serre e nei processi industriali.

In particolare, mentre le risorse geotermiche ad alta temperatura (maggiore di 150 °C) sono utilizzate per la produzione di energia elettrica, le risorse a temperatura medio – bassa (inferiori a 150°C) sono adatte a molteplici applicazioni.

L'uso termico dell'energia geotermica rappresenta sicuramente l'applicazione più semplice. Molto diffuse sono le applicazioni nel riscaldamento urbano e nel riscaldamento di singoli edifici, ma anche nell'agricoltura, acquacoltura e nei processi industriali. Il paese che utilizza in maniera massiccia la risorsa geotermica è l'Islanda, dove il teleriscaldamento di ambienti e quello di singoli edifici hanno avuto un grande sviluppo. In tale paese sono operativi sistemi di riscaldamento geotermico per una potenza superiore a 1000 MWt. L'esempio dell'Islanda non è l'unico in quanto queste forme d'uso sono molto diffuse in altre zone, come l'Europa Orientale, Stati Uniti, Cina e Giappone.

L'utilizzo della risorsa geotermica per il riscaldamento di quartieri abitativi necessita di un investimento economico significativo. In particolare, gli investimenti maggiori sono legati all'investimento per la realizzazione e l'installazione di:

- pozzi di estrazione e reiniezione;
- pompe del pozzo e di distribuzione;
- rete di distribuzione e sistemi di pompaggio;
- strumentazioni di controllo e sorveglianza;
- eventuali impianti integrativi per i periodi di richiesta massima e come riserva (backup);
- serbatoi di regolazione.

Rispetto ai sistemi tradizionali quali caldaie e chiller elettrici, i maggiori costi di investimento vanno valutati in relazione ai minori costi operativi. Tali costi sono dovuti alle seguenti voci: pompaggio, manutenzione, gestione del sistema di controllo, direzione tecnica e commerciale. Un parametro importante che incide notevolmente sulla valutazione economica di investimento di un sistema di teleriscaldamento geotermico è rappresentato dalla densità del carico termico, ovvero la richiesta di energia termica rapportata alla superficie dell'area servita dal sistema. Valori alti della densità del carico termico determinano condizioni economiche favorevoli all'installazione del sistema, in quanto si ha una minore incidenza dei costi relativi alla rete di distribuzione. La convenienza economica di un impianto geotermico si può ottenere anche estendendo l'uso della risorsa ai sistemi di raffrescamento degli ambienti, poiché incrementano la richiesta di energia rispetto a quella di un sistema con solo riscaldamento. Il condizionamento degli ambienti è fattibile quando i fluidi geotermici disponibili hanno temperature tali da poter essere utilizzati per alimentare unità frigorifere ad assorbimento. Tali soluzioni trovano ormai vastissimo impiego, frutto di una tecnologia consolidata e facilmente reperibile. Rimandando ad una successiva trattazione, si ricorda che i cicli frigoriferi ad assorbimento si basano su un ciclo termodinamico che utilizza l'energia termica, mentre usualmente vengono utilizzati cicli a compressione azionati dall'energia elettrica. L'energia termica nei cicli ad assorbimento può essere fornita tradizionalmente mediante fluidi geotermici. Tali fluidi devono essere disponibili a temperature minime dipendenti dalla tecnologia adottata (almeno 60°C o 85°C a seconda della soluzione adottata).

Come è noto le utenze termiche necessitano sia di raffrescamento dell'ambiente (sottrazione di calore) che riscaldamento (adduzione di calore). Nel primo caso si parla di impianti frigoriferi, nel secondo caso di pompe di calore. In particolare sia le temperature di evaporazione e di condensazione cambiano a seconda che l'effetto sia il raffrescamento o il riscaldamento o entrambi. Ma, mentre nelle applicazioni frigorifere l'energia geotermica viene utilizzata direttamente come sorgente termica di un ciclo ad assorbimento, nel caso di applicazioni di riscaldamento, se è disponibile una sorgente geotermica a temperature medio-bassa ($5 - 30\text{ }^{\circ}\text{C}$) tali risorse possono essere utilizzate come sorgente a temperatura inferiore di un ciclo a pompa di calore.

La fase di passaggio nelle pompe di calore del fluido termovettore dall'evaporatore al condensatore può essere realizzata sia mediante un compressore ad azionamento elettrico, sia da una sorgente geotermica se disponibile a temperatura di $60-85\text{ }^{\circ}\text{C}$, come già illustrato. In tal caso, un eventuale recupero di energia termica dal fluido geotermico prima di essere reimesso in falda può costituire un'assistenza all'evaporatore della pompa di calore.

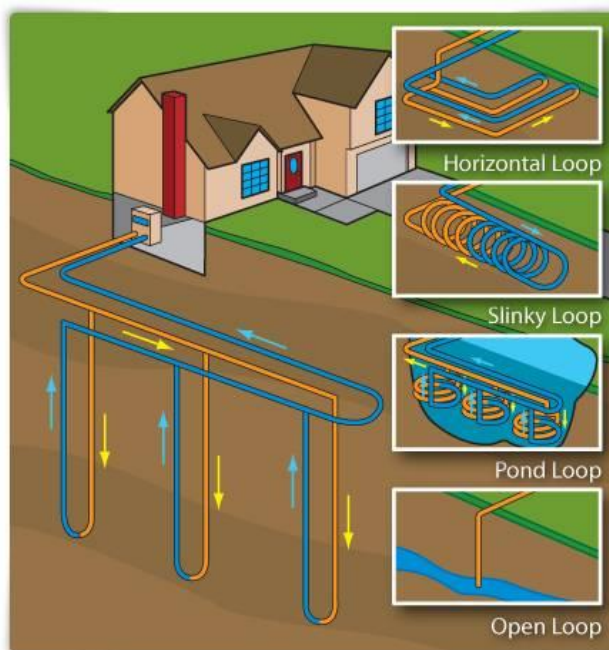


Figura 37. Schemi semplificati di sistemi con pompe di calore (fonte: Pro Star Mechanical Technologies Ltd)

Gli usi agricoli dei fluidi geotermici comprendono l'agricoltura a cielo aperto ed il riscaldamento di serre.

Nel riscaldamento delle serre, adottato su larga scala in molti paesi, la coltivazione di verdure e fiori fuori stagione, può essere realizzata avendo a disposizione una vasta gamma di tecnologie, che permettono di ottenere le migliori condizioni per la coltura delle specie agricole. Il principale vantaggio dell'utilizzo dell'energia geotermica per il riscaldamento delle serre è rappresentato dalla potenzialità di risparmio sui costi operativi.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, è necessario avere a disposizione le opportune caratteristiche delle risorse geotermiche sia nell'utilizzo in impianti convenzionali, che a ciclo binario.

Negli ultimi decenni sono stati realizzati notevoli progressi nell'ambito della tecnologia dei cicli binari. Attraverso tali soluzioni è possibile produrre energia elettrica sfruttando risorse geotermiche a temperatura medio-bassa ($<150^{\circ}\text{C}$), quindi anche mediante l'utilizzo di acque calde di scarico proveniente

dai separatori delle installazioni geotermiche ad acqua dominante. Un fluido di lavoro secondario viene usato negli impianti binari, di solito un fluido organico. Mediante tale tecnologia di impianti binari, anche risorse geotermiche con temperature comprese tra 85° e 150° possono essere impiegate per la produzione di energia elettrica. Gli impianti binari costituiscono una tecnologia consolidata e riescono a trasformare in elettricità l'energia contenuta nei campi geotermici ad acqua dominante in modo economico e tecnicamente affidabile.



Figura 38. Impianto binario geotermico da 3,5 MW_e installato a Denizli Tosunlar, Turchia (fonte: Exergy s.p.a.)

In Italia, i dati di utilizzo delle risorse geotermiche vengono considerati separatamente per le due tipologie di utilizzo dell'energia geotermica: generazione di energia elettrica ed usi diretti in forma di calore. Tali dati sono indipendenti dalla temperatura alla quale è disponibile la risorsa e dal fatto che la stessa risorsa viene usata per entrambi gli usi, in Tabella 49 sono riportati i dati di produzione dei due settori e il contributo totale della geotermia alla copertura dei fabbisogni energetici.

Ambiti di Utilizzo	2012	2013	2014
a) Generazione di energia elettrica	481 ktep	487 ktep	509 ktep
b) Usi termici	118 ktep	119 ktep	111 ktep
c) Contributo della geotermia al consumi totale di energia	0,47%	0,49%	0,52%

Tabella 49. Utilizzi della risorsa geotermia in Italia dal 2012 al 2014 (fonte dati: Simeri –GSE; Elaborazione dati: Consorzio CRAVEB)

Per quanto concerne l'andamento della produzione di energia geotermoelettrica nel corso del tempo, tale trend è riportato in Figura 39, mentre, per quanto riguarda l'impiego della risorsa per gli usi diretti, tale produzione è riportata in Figura 40 con suddivisione per tipologia di impiego.

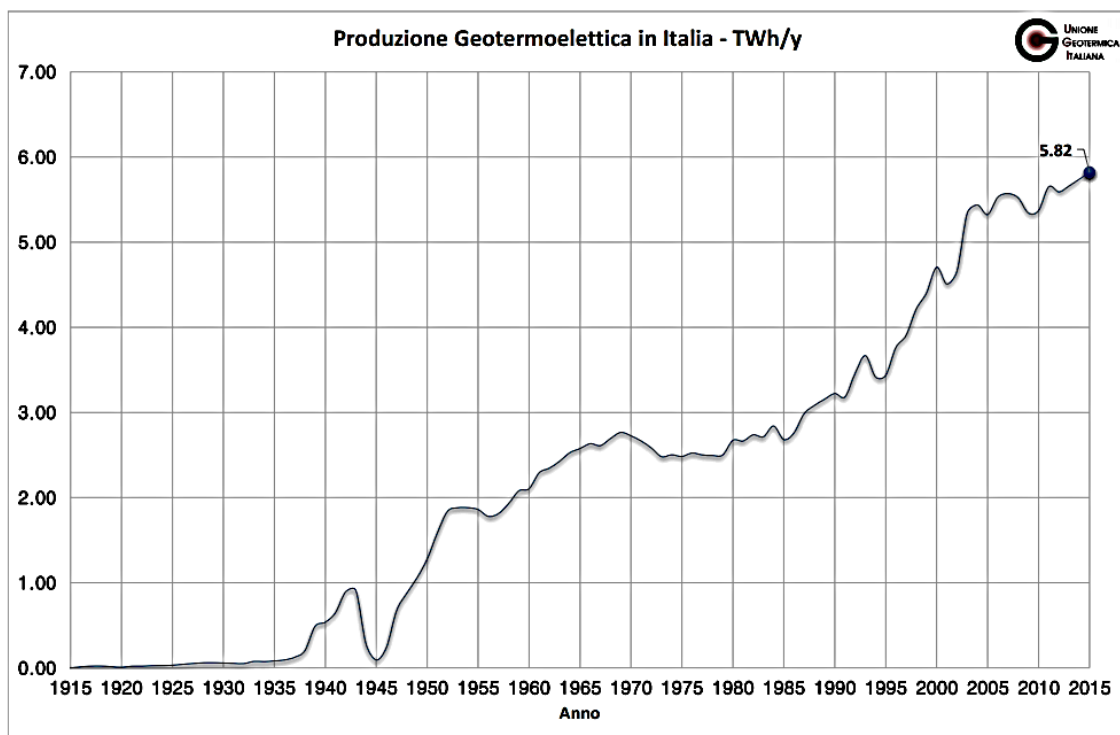


Figura 39. Produzione di energia geotermoelettrica in Italia dal 1913 al 2015 (fonte: Unione Geotermica)

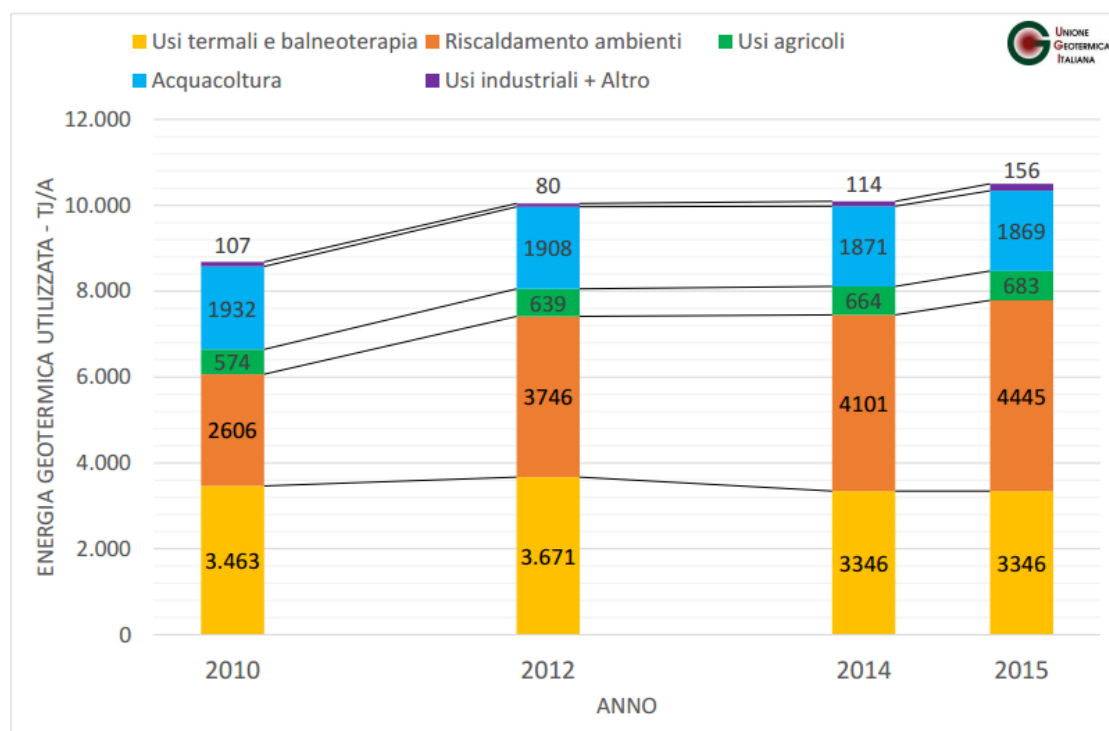


Figura 40. Ripartizione regionale degli usi diretti dell'energia geotermica dal 2010 al 2015 (fonte: Unione Geotermica Italiana)