
GREENPEACE

100% rinnovabili:
un nuovo futuro
per le piccole isole



100% rinnovabili:
un nuovo futuro
per le piccole isole

LUGLIO 2015

GREENPEACE

100% RINNOVABILI: UN NUOVO FUTURO PER LE PICCOLE ISOLE
LUGLIO 2015



INDICE

1.	Isole minori, energia e scenari 100% rinnovabili: una riflessione generale	4
2.	Scenari di diffusione delle rinnovabili nelle piccole isole italiane	5
2.1	Italia: l'evoluzione del quadro normativo, un'occasione che si rischia di perdere	7
3.	Scenari di de-carbonizzazione del sistema energetico delle piccole isole: da fanalino di coda a leader del cambiamento?	8
3.1	Eppur si muove: 2016-2020, inizia la trasformazione del sistema energetico	8
3.2	Il grande balzo: 50% della produzione elettrica da rinnovabili raggiungibile tra il 2025 e il 2030	10
3.3	L'obiettivo dell'autosufficienza: 100% rinnovabili tra il 2030 e il 2040	10
3.4	Verso il 100% di mobilità elettrica	11
4.	La situazione energetica delle isole non elettroconnesse in Italia	12
4.1	Dati anemologici e di insolazione delle isole minori	13
4.2	Vincoli paesaggistici e naturalisti	15
5.	Valutazione degli investimenti necessari per rendere le isole non elettroconnesse 100% rinnovabili secondo il modello sviluppato	16
5.1	Evoluzione dei prezzi delle tecnologie considerate	16
6.	Valutazioni economiche	18
6.1	Investimenti nelle rinnovabili nel periodo 2016-20	18
6.2	Investimenti nel periodo 2021-25	21
6.3	Investimenti nel periodo 2026-2040	22
7.	Conclusioni	23
8.	I casi studio	24
	Scheda Pantelleria	24
	Scheda Lampedusa	26
	Scheda Favignana	28
9.	Bibliografia	30

1. Isole minori, energia e scenari 100% rinnovabili: una riflessione generale

Il sistema energetico della maggior parte delle isole minori nel mondo è basato su un modello tradizionale basato sui combustibili fossili, con una produzione molto costosa e con consumi inefficienti. E questo, malgrado nella maggior parte dei casi siano disponibili ampie risorse rinnovabili.

La rapida riduzione dei prezzi delle rinnovabili e gli impegni climatici stanno però rapidamente cambiando il contesto, anche grazie ad un'azione di coordinamento di diverse agenzie e al lancio di molti progetti internazionali.

Irena (*International Renewable Energy Agency*) ha avviato nel 2012 il progetto GREIN (*Global Renewable Energy Islands Network*) per facilitare la transizione verso le rinnovabili nelle isole.

Un accordo tra il Rocky Mountain Institute di Lovins e la Carbon War Room di Branson punta a rendere 100 per cento rinnovabile la produzione elettrica in dieci isole caraibiche (The Ten Island Renewable Challenge). Un'operazione che, grazie al sostegno di Banca mondiale e di altre istituzioni, sta già attivando investimenti per 300 milioni di dollari. Secondo la Caribbean Development Bank, nelle isole caraibiche esiste la possibilità di rimpiazzare con le rinnovabili 4.750 MW fossili entro la fine del decennio.

Recenti eventi estremi, ad esempio il ciclone Pam nel 2015, hanno portato distruzione in diverse isole del Pacifico, come Vanuatu, e al tempo stesso hanno drammaticamente evidenziato la necessità di cambiare modello energetico, sollecitando sforzi per indirizzare il sistema elettrico verso le rinnovabili.

Il raggiungimento della copertura totale della domanda elettrica con le rinnovabili, come vedremo, non è una cosa impossibile. Al momento si contano alcune esperienze, molto diverse tra loro, che hanno raggiunto questo obiettivo. Ad esempio, El Hierro, un'isola delle Canarie con 11 mila abitanti, che è riuscita in questo intento grazie ad una configurazione che ha consentito di realizzare un parco eolico da 11,5 MW abbinato ad un sistema di pompaggio da 11,3 MW, e che ora punta ad una rapida diffusione della mobilità elettrica. Il sistema, costato 65 milioni di dollari, è in grado di soddisfare la domanda elettrica pari a 48 GWh/a.

Anche l'isola danese di Samsø soddisfa totalmente i propri consumi elettrici grazie ad un parco eolico di 34 MW (11 pale a terra e 10 offshore), ma va detto che l'isola è connessa alla rete nazionale. Alcuni progetti riguardano anche la produzione rinnovabile di calore e l'isola danese conta di essere totalmente autosufficiente entro il 2030.

Ma gli annunci di una progressiva diffusione delle rinnovabili si moltiplicano in giro per il mondo. L'ultima decisione è quella delle Hawaii che puntano nei prossimi trent'anni ad avere una produzione elettrica totalmente verde.

Dunque è ormai partita "l'onda rinnovabile" che sta trasformando le isole da avamposti di resistenza all'innovazione ad avanguardie della trasformazione del sistema energetico mondiale. Una ragione in più per non rimanere indietro e cercare di accelerare questa transizione.

2. Scenari di diffusione delle rinnovabili nelle piccole isole italiane

L'Italia, come altre realtà di punta nella diffusione delle rinnovabili (Germania, Danimarca, Spagna, California), dovrà affrontare la delicata trasformazione della rete elettrica in *smart grid*. I prossimi anni saranno quindi importanti nella messa a punto di soluzioni gestionali e tecnologiche che, una volta sperimentate, potranno avere poi una diffusione in tutto il mondo. Le piccole isole che si avviano in un percorso di sostenibilità energetica rappresentano ambienti ideali per anticipare soluzioni ed effettuare sperimentazioni mirate ad ottimizzare le scelte.

Un laboratorio, dunque, dove validare opzioni che potranno essere adottate su scala territoriale più ampia e replicate nelle molte aree del mondo non collegate alla rete elettrica che evolveranno verso la costruzione di *minigrids*.

La situazione attuale vede una presenza marginale dell'impiego di fonti rinnovabili nelle isole minori italiane.

Le ragioni di questa situazione, che stride con la rapida evoluzione che si è registrata nel resto del Paese, sono diverse. Si stima che siano in funzione circa 0,5 MW fotovoltaici (un impianto da 1,2 MW è in fase di installazione a Lipari) e sono state attivate alcune esperienze pilota. Ad esempio, nel carcere presente sull'isola della Gorgona sono stati auto-costruiti dai detenuti 80 metri quadri di collettori solari termici.

A Ventotene, dove operano quattro generatori diesel da 600 kW ciascuno e sono presenti alcuni impianti fotovoltaici, Enel ha installato un sistema di accumulo (Li-Ion 300 kW/600 kWh) al fine di ottimizzare l'esercizio elettrico, aumentare la stabilità della rete e ridurre il consumo di gasolio.

Nelle isole minori sono invece praticamente assenti gli impianti eolici.

È inoltre interessante notare che, mentre la domanda elettrica in Italia è cresciuta in media dello 0,3 per cento negli ultimi 12 anni, il tasso annuo medio delle nostre isole minori è stato pari al 2,2 per cento. Questa differenza è dovuta in parte alla tipicità dei consumi legati al turismo, ma in parte deriva dall'utilizzo assolutamente inefficiente dell'energia elettrica (si pensi alla produzione di acqua calda).

I due principali elementi che hanno bloccato la diffusione delle fonti rinnovabili sono rappresentati dalla particolare realtà dei produttori, che operano in regime di monopolio nella generazione e distribuzione elettrica, da una complessità maggiore rispetto al territorio nazionale nella gestione del sistema elettrico e dalla rigida tutela del paesaggio da parte delle autorità preposte. Inoltre è sempre mancato, e manca tuttora, un chiaro indirizzo da parte del governo centrale che spinga queste isole verso le rinnovabili e l'efficienza, attirando così investimenti e creando posti di lavoro.

In effetti, l'attuale quadro normativo di remunerazione della generazione elettrica (rimborso a piè di lista) e la mancanza di obblighi sul versante dell'efficienza e delle rinnovabili hanno determinato l'assenza di interesse ad interventi diretti da parte dei produttori locali e una resistenza alla installazione di impianti da parte di altri soggetti, sia privati che pubblici. La motivazione addotta per giustificare questo atteggiamento di chiusura ha sempre fatto riferimento alle esigenze di sicurezza nella gestione della rete, ma con le tecnologie attuali questo ostacolo si può agevolmente superare.

L'altro elemento che ha scoraggiato la diffusione di impianti solari e impedito la realizzazione di impianti eolici, anche di piccola taglia, è legato alla impostazione delle Soprintendenze per i Beni Culturali e Ambientali che, con rare eccezioni, risultano molto restie a fornire le autorizzazioni necessarie.

In relazione al mancato utilizzo di energie rinnovabili è sintomatico quanto scritto sul sito dell'Unione Nazionale Imprese Elettriche Minori (UNIEM), che continua a non rendersi conto della direzione ormai intrapresa da moltissime altre isole nel mondo, e del rischio di perdere un treno importante a cui sono legati anche settori fondamentali come il turismo:

*“Dal punto di vista economico, l'assenza di gas e carbone nelle isole fa sì che i gruppi elettrogeni a diesel siano la second best choice. Se confrontati con impianti rinnovabili, fotovoltaico e eolico, il costo d'investimento dei motori diesel è da tre a dieci volte inferiore. Costi che non considerano poi il reale potenziale di installare impianti rinnovabili stretti tra i vincoli paesaggistici imposti dalle Soprintendenze, la morfologia del territorio e i limiti tecnici di rete, con un massimo del 30% della capacità di carico che può provenire da produzione rinnovabile non programmabile”.*¹

Un altro elemento da considerare riguarda l'attuale maggior costo di generazione legato ai generatori diesel presenti nelle 13 isole non gestite da Enel. Tale sovrapprezzo viene scaricato sulle bollette di tutti i cittadini italiani attraverso la componente UC4, inserita negli oneri del sistema elettrico, che nel 2013 ammontava a 70 milioni di euro². Le restanti 8 isole non interconnesse, gestite da Enel Produzione, non partecipano a meccanismi di integrazione per la distribuzione e misura, mentre sono ammesse al regime di reintegrazione dei costi per l'attività di produzione valutato in 10 milioni €/a.

Secondo l'UNIEM, i costi medi sostenuti dalle aziende sono rappresentati dal combustibile per il 55 per cento.

Quindi i maggiori costi di generazione nelle isole minori non interconnesse sono valutabili in 80 milioni €/a. Un “tesoretto” da amministrare con intelligenza, che non deve più essere usato come sussidio ai combustibili fossili, ma per favorire la transizione verso le rinnovabili e l'uso razionale dell'energia. Un passaggio che, se gestito in modo virtuoso, consentirà la progressiva riduzione di questa cifra attualmente a carico di tutti i consumatori finali.

In effetti, sono in fase avanzata di definizione nuove norme che potrebbero consentire di avviare la trasformazione energetica delle isole. I primi documenti che sono circolati sono ancora molto timidi, ma già hanno smosso le acque.

Purtroppo l'atteggiamento prevalente dei gestori è ancora “difensivo” e incapace di comprendere le opportunità che potrebbero emergere anche dal punto di vista dei costi, come si può notare dalla seguente affermazione del Presidente di UNIEM a proposito delle novità che dovrebbero portare ad investimenti nel settore dell'efficienza e delle rinnovabili: *“Senz'altro la componente UC4 aumenterà per tali investimenti in nuova capacità e per i costi indiretti legati al potenziamento della rete e alle eventuali sovvenzioni. E non possono che essere le nostre aziende protagoniste di questo percorso, posto che la nozione di “scala” nelle isole minori rende ancora più delicata la questione dell'integrazione delle energie rinnovabili. Le isole minori italiane sono un patrimonio di indubbia bellezza, per storia, paesaggio e cultura, e non devono diventare laboratori di sperimentazione”*³.

¹ <http://uniem.it/faq/17-faq/34-a-quanto-ammonta-la-componente-uc4>

² La UC4 serve per coprire i maggiori costi di 12 piccole aziende elettriche che operano sulle isole minori. Nel 2009, i benefici sono stati estesi anche alle aziende elettriche distributrici con meno di 5.000 clienti. Le imprese elettriche minori che beneficiano del gettito della componente sono: Isola di Capri, Centrale di Capri, SIPPIC; Isola del Giglio, Centrale Campese, Società Impianti Elettrici S.I.E. Srl; Isola di Favignana, SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.; Isola di Lampedusa, S.EL.I.S; Isola di Levanzo, I.C.EL. S.r.l.; Isola di Linosa, S.EL.I.S. Isola di Lipari, Centrale SEL, Società Elettrica Liparese S.r.l.; Isola di Marettimo, S.EL.I.S.. Isola di Pantelleria, S.MED.E.; Isola di Ponza, Società elettrica Ponzese S.p.A.; Isola di Ustica, Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c; Isole Tremiti, Germano Industrie Elettriche S.r.l. Nola (NA), SNIE SpA - Società Nolana per Imprese Elettriche; Ortona Odoardo Zecca s.r.l.

³ http://www.uniem.it/uploads/pdf/rassegna-stampa/staffetta%20quotidiana_03.07.2014.pdf

Ma, come evidenziato dalle recenti dichiarazioni del direttore generale di Irena Adnan Amin, il mondo va in un'altra direzione: *“Le energie rinnovabili non sono più solamente la scelta migliore dal punto di vista sociale e ambientale, ma rappresentano anche la migliore soluzione economica per molte aree del mondo. La riduzione dei costi di produzione elettrica e l'aumento della indipendenza energetica con le fonti rinnovabili non è mai stato così vantaggioso come oggi per le piccole isole”*.

In questo rapporto, oltre ad un'analisi generale delle piccole isole italiane, verranno analizzati in particolare i possibili scenari di decarbonizzazione per Pantelleria, Lampedusa e Favignana.

2.1 Italia: l'evoluzione del quadro normativo, un'occasione che si rischia di perdere

Dopo mezzo secolo di immobilismo, anche la situazione delle isole minori italiane è destinata a cambiare.

In un'Europa in cui le rinnovabili crescono ad un ritmo rapidissimo grazie alla riduzione dei prezzi del solare e dell'eolico, non era pensabile che proprio le isole dotate di un'ampia potenzialità di risorse rinnovabili restassero al palo.

In effetti, si è aperta la strada a modifiche importanti. In particolare l'art. 1 comma 6-octies della legge 9/2014 ha previsto che *“con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, sentita l'AEEGSI, siano individuate le disposizioni per un processo di progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse alla rete elettrica nazionale attraverso energia da fonti rinnovabili, compresi gli obiettivi temporali e le modalità di sostegno degli investimenti”*.

Inoltre, l'art. 28 del decreto legge n. 91/14 (“Decreto Competitività”) prevede che l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico adotti una revisione della normativa esistente in materia di approvvigionamento elettrico delle isole minori, basata esclusivamente su criteri di costi efficienti, al fine di stimolare l'efficienza energetica nelle attività di distribuzione e consumo finale di energia, anche valutando soluzioni alternative che migliorino la sostenibilità economica ed ambientale del servizio.

Il 4 dicembre 2014 l'Autorità ha messo in consultazione un documento (598/2014/R/eel) sugli orientamenti in materia di riforma del sistema di integrazioni tariffarie delle imprese elettriche minori per il periodo di regolazione 2015-2019.

L'Autorità è orientata a definire una remunerazione degli investimenti secondo modalità standard di riconoscimento dei costi del servizio svolto dalle imprese elettriche minori che incentivino il raggiungimento, in un determinato arco temporale, di obiettivi di efficienza gestionale da parte di queste imprese. L'intenzione è quella di avviare un periodo di transizione di 4-5 anni per portare gradualmente le imprese verso una gestione del servizio sulla base di costi efficienti, prevedendo il 2015 come primo anno di attuazione delle nuove regole di riconoscimento tariffario.

Questo arco temporale dovrebbe consentire alle imprese di ammortizzare gli impianti di produzione elettrica, attualmente in esercizio, e di adottare decisioni di investimento e di relativo finanziamento dei nuovi impianti a fonti rinnovabili e di soluzioni per rendere più efficiente il sistema. Si consideri che gli impianti di produzione delle imprese elettriche minori risultano già ammortizzati nella media per circa il 50 per cento, considerando la vita utile complessiva degli stessi pari a 10 anni.

Nel provvedimento messo in consultazione dall'Autorità, le rinnovabili compaiono pochissime volte, l'efficienza energetica anche meno. Si intravede il rischio di una pura razionalizzazione del sistema dei rimborsi con il mantenimento, più o meno intatto,

dell'attuale modello fossile. Auspichiamo che il parallelo decreto in fase di emanazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico definisca obiettivi chiari sul lato dell'efficienza e delle rinnovabili (come avvenuto per le società elettriche del resto d'Italia) in un percorso che orienti queste isole verso un futuro 100 per cento rinnovabile. Una scelta conveniente da un punto di vista ambientale, economico, occupazionale e che farebbe anche aumentare il turismo, attualmente in pericolo a causa dei progetti di nuove trivellazioni in gran parte dei mari italiani.

È però indispensabile che le nuove norme inducano un cambio di atteggiamento da parte dei produttori locali e che contemporaneamente si intensifichi un dialogo con le Soprintendenze, per arrivare ad una equilibrata difesa dei territori temperata dalle esigenze di una rapida uscita dai combustibili fossili.

3. Scenari di de-carbonizzazione del sistema energetico delle piccole isole: da fanalino di coda a leader del cambiamento?

Alla luce dell'evoluzione del contesto normativo e tecnologico si può ipotizzare un percorso di trasformazione del sistema energetico delle isole minori articolato in tre fasi.

La prima, che riguarda la fine del decennio, vedrà interventi sul lato dell'efficienza energetica e la realizzazione di impianti fotovoltaici.

La seconda, tra il 2021 e il 2025, vedrà la prosecuzione delle misure sul versante della riduzione dei consumi, mentre sul lato dell'offerta potrebbe vedersi l'abbinamento del solare con l'eolico. La vera novità sarà però data dall'impiego su larga scala dell'accumulo, sia negli interventi decentrati che in quelli al servizio della rete, che potrebbe consentire alle rinnovabili di soddisfare il 50 per cento della domanda.

Infine nella terza e più delicata fase ci si vuole spingere fino al 100 per cento di generazione rinnovabile, traguardo che potrebbe essere raggiunto tra il 2035 e il 2040 grazie anche all'impiego di tecnologie ancora in fase di sviluppo e con prospettive interessanti. Parliamo soprattutto di nuovi sistemi di accumulo e dell'eolico offshore galleggiante.

La comprensione delle evoluzioni future dello scenario energetico può consentire di evitare di effettuare investimenti sbagliati. Ci sono aziende che hanno intenzione di potenziare i propri impianti fossili, seguendo lunghissimi iter autorizzativi e che rischiano di trovarsi nei prossimi anni con degli "stranded assets" tradizionali (generatori diesel) al posto di più proficui e necessari investimenti nelle rinnovabili.

D'altra parte, il nuovo quadro normativo offrirà la possibilità di realizzare impianti rinnovabili e interventi di efficienza da parte di diversi soggetti: cittadini, albergatori, società elettriche, investitori esterni.

È quindi necessario valutare le opportunità che si apriranno sia in relazione agli impegni che verranno previsti dalle nuove norme, che alle opportunità di guadagno che deriveranno da investimenti oculati.

3.1 Eppure si muove: 2016-2020, inizia la trasformazione del sistema energetico

Durante la prima fase, nel periodo 2016-2020, potrebbero essere attivati con priorità assoluta diversi interventi di efficienza energetica volti alla riduzione dei consumi.

Un'azione da privilegiare riguarda la produzione di acqua calda con collettori solari. Si stima che questa applicazione assorba il 30 per cento dei consumi elettrici domestici, i quali rappresentano da un terzo alla metà dei consumi elettrici totali nelle diverse isole. La realizzazione di impianti solari, malgrado sia attualmente incentivata, vede al momento una scarsa diffusione nelle isole. Un cambiamento può però avvenire attraverso un ruolo attivo dei gestori dei sistemi elettrici, degli enti locali e degli installatori, ma anche con la formazione di Gruppi d'Acquisto.

Nell'isola di Lampedusa, ad esempio, supponendo di sostituire il 10 per cento dei boiler elettrici all'anno, si arriverebbe alla fine del decennio a ridurre i consumi elettrici complessivi del 3 per cento. Un altro intervento potrebbe riguardare i sistemi di illuminazione, con un ulteriore 3 per cento di risparmi. Infine una riduzione del 5 per cento dei consumi potrebbe derivare da interventi sui sistemi di climatizzazione efficienti, da sistemi di regolazione e controllo e dal ricambio di elettrodomestici.

Ma l'elemento che in alcune isole potrebbe determinare un brusco cambiamento della domanda riguarda la sostituzione in atto di vecchi impianti di desalinizzazione energivori con nuovi impianti ad osmosi inversa, che presentano consumi unitari inferiori del 75 per cento, riuscendo a garantire una maggiore produzione di acqua dolce. A Lampedusa tale sostituzione non dovrebbe comportare una riduzione della domanda elettrica, perché l'aumento della produzione di 3,5 volte compenserebbe il maggiore rendimento dell'impianto.

Sul versante della produzione verranno installati diversi impianti fotovoltaici, mentre appare improbabile la realizzazione di impianti eolici di taglia medio grande (100-1000 kW) per le problematiche autorizzative già citate.

Gli interventi solari di media e grande taglia saranno gestiti dai produttori locali, ma non è escluso l'intervento anche di altri gruppi privati. La velocità delle realizzazioni dovrà fare i conti con l'evoluzione dell'atteggiamento delle Autorità preposte alla tutela del territorio.

L'introduzione di sistemi di accumulo, visti gli elevati costi attuali, sarà per lo più limitata ad interventi pilota, finanziati in parte con risorse nazionali e comunitarie.

Le installazioni di fotovoltaico decentrato si inizieranno a diffondere ad un ritmo che dipenderà dall'evoluzione della normativa nazionale, dall'azione di impulso che potrebbe venire dalle autorità locali e regionali e dalle strategie delle società elettriche.

I produttori locali e l'Enel potrebbero infatti svolgere un ruolo attivo nelle installazioni di impianti su edifici privati, visti gli obblighi sul versante dell'efficienza che si tradurranno innanzitutto nel favorire la sostituzione di boiler elettrici con collettori solari o pompe di calore. Questi interventi potrebbero estendersi anche nella proposta di installazione di impianti fotovoltaici.

È altamente probabile che questa sarà la linea d'intervento dell'Enel, in coerenza con il cambio di strategia in atto nella società a livello nazionale.

Come vedremo però dalle analisi economiche effettuate per diverse tipologie di interventi, in questa fase risultano più convenienti le installazioni di grande scala da parte della società elettrica o di terzi piuttosto che quelle di piccoli impianti sugli edifici.

Una riflessione particolare riguarda una fase delicata che si potrebbe aprire per i gestori elettrici con una domanda in calo e una decisa crescita delle rinnovabili. L'individuazione di un intelligente cambiamento del modello di business diventa per loro una scelta vitale, analogamente alle modifiche che hanno deciso aziende come Enel.

3.2 Il grande balzo: 50% della produzione elettrica da rinnovabili raggiungibile tra il 2025 e il 2030

A partire dall'inizio del prossimo decennio continueranno gli interventi di efficienza energetica e ci saranno delle novità sul fronte delle installazioni di impianti rinnovabili e soprattutto dei sistemi di accumulo.

Dove è possibile si svilupperà un mix produttivo di solare ed eolico di taglia medio grande. È probabile infatti una evoluzione positiva dell'atteggiamento delle Autorità di tutela del territorio, anche in considerazione degli impegni climatici sempre più rigidi che verranno adottati.

In qualche isola si utilizzerà anche la produzione elettrica da geotermia, da tecnologie mareomotrici, da biogas proveniente dalla gestione dei rifiuti, da solare termodinamico, tutte soluzioni complementari al fotovoltaico, che verrà utilizzato in tutte le isole, e all'eolico in quelle che presentano condizioni anemologiche interessanti.

Nelle isole in cui sono presenti impianti di dissalazione, questi potranno svolgere un ruolo di ammortizzatore della produzione molto utile nella gestione della produzione solare ed eolica.

I prezzi dei sistemi di accumulo saranno fortemente calati. Questo trend indurrà una larga diffusione del loro impiego, che si affiancherà alla crescita della mobilità elettrica.

In questa fase diventerà dunque centrale la diffusione dei sistemi di accumulo che, oltre a gestire le fluttuazioni della produzione rinnovabile evitando che una parte venga persa, svolgeranno un utile servizio di regolazione di frequenza e tensione, contribuendo così a migliorare la qualità del servizio.

Oltre agli accumuli di grande scala si diffonderanno quelli di piccole dimensioni. Considerando infatti la contemporanea riduzione dei prezzi dei sistemi fotovoltaici, le applicazioni di impianti solari abbinati ad accumulo diventeranno comuni sia a livello residenziale che nel terziario.

Questa fase di transizione sarà molto delicata per gli attuali produttori elettrici isolani. Un primo rischio potrebbe derivare dalla messa a gara della gestione del servizio. Inoltre, è prevedibile un ruolo più incisivo da parte di investitori esterni.

La rapida diffusione della generazione distribuita si configurerà, infine, come sottrazione di domanda con un aumento del peso dei costi fissi di gestione. D'altra parte, essendo evidente che questo segmento tenderà a crescere, si potrebbe sviluppare un ruolo diretto delle imprese elettriche anche nel settore civile.

3.3 L'obiettivo dell'autosufficienza: 100% rinnovabili tra il 2030 e il 2040

Superata l'asticella della copertura del 50 per cento della domanda elettrica soddisfatta dalle rinnovabili, l'ulteriore diffusione implicherà un'evoluzione dei sistemi di accumulo in grado di garantire la possibilità di stoccare energia per lunghi periodi. Una scelta che andrà compiuta in relazione al mix delle tecnologie di produzione che si avranno nelle diverse realtà.

Nelle isole dotate di forti dislivelli, come è il caso di El Hierro, il sistema di pompaggio rappresenta una soluzione già oggi praticabile.

Dove l'accumulo mediante pompaggio non sarà possibile, si dovrà ricorrere ad altre tecnologie che potrebbero diventare disponibili a prezzi accessibili nel medio periodo, come la produzione di idrogeno e l'accumulo ad aria compressa (CAES). Nella mag-

gior parte dei casi potranno comunque essere utilizzati sistemi di accumulo elettrochimico, che dopo il 2025 avranno costi decisamente accessibili.

Al momento è difficile valutare quali tecnologie risulteranno più idonee, perché ciò dipenderà dall'evoluzione delle prestazioni e dei prezzi nell'arco dei prossimi 10-20 anni.

Va inoltre sottolineato come una quota dei gruppi diesel probabilmente verrà comunque mantenuta in servizio per garantire la sicurezza del sistema. La loro alimentazione con bio-diesel garantirà uno scenario *fossil-free*.

Considerato infine che la mobilità sarà tutta elettrica e che gli impieghi termici saranno molto limitati e potranno essere sostituiti (cucine elettriche), gli scenari di alimentazione del 100 per cento della generazione elettrica con fonti rinnovabili implicheranno automaticamente la sostanziale eliminazione dei combustibili fossili nel sistema energetico delle isole.

3.4 Verso il 100% di mobilità elettrica

La mobilità elettrica è destinata a svolgere un ruolo importante nelle isole minori con un'evoluzione che tenderà ad avviarsi su numeri interessanti all'inizio del prossimo decennio grazie alla riduzione dei prezzi delle batterie. Un numero significativo di veicoli elettrici collegati alla rete può infatti svolgere un ruolo positivo di supporto alla rete elettrica. Inoltre, le batterie non più utilizzate dalle auto possono essere impiegate in abbinamento a impianti fotovoltaici negli edifici.

Si è ipotizzato uno scenario che prevede la sostituzione graduale dell'intero parco auto dal 2020 al 2035-40.

Per tenere conto delle caratteristiche delle realtà locali sono stati ipotizzati dei valori di veicoli circolanti aumentati rispetto a quelli della auto immatricolate (dati ACI). Nell'analisi non si considerano le auto dei turisti in ingresso sulle isole durante la stagione estiva, ma del resto si ipotizza che nei prossimi anni verranno offerti innovativi servizi a chiamata (in futuro a trazione elettrica) che ridurranno il numero delle auto.

È stato quindi calcolato il maggiore fabbisogno di energia elettrica che si avrebbe nelle tre isole al 2035 come valore massimo. Come parametro di consumo specifico dei veicoli elettrici è stato utilizzato il valore medio di 0,2 kWh/km.

Ovviamente questo sforzo può essere possibile solo attraverso un duplice sviluppo. Da un lato è necessaria la realizzazione di una rete di punti di ricarica, dall'altro si dovrebbero incentivare, con misure ad hoc, gli acquisti di auto elettriche sulle isole minori, sia per esigenze turistiche e di tutela ambientale, sia perché in queste isole il parco auto è paradossalmente più vecchio della media italiana.

Si ritiene che entrambe queste misure possano avvenire, ad esempio, attraverso finanziamenti dedicati alle isole minori da inserire nell'aggiornamento del PNIRE (Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica).

Tab. 1 Percorrenze medie e consumi dei veicoli elettrici al 2035-2040

Isola	Num. auto stimate	km/giorno	km/anno	Milioni km tot/anno	GWh tot/anno
Favignana	2825	15	5475	15,5	3,1
Lampedusa	6573	20	7300	48,0	9,6
Pantelleria	7197	25	9125	60,0	12,0

4. La situazione energetica delle isole non elettroconnesse in Italia

La produzione e distribuzione nelle isole minori non interconnesse ha visto storicamente consolidarsi la presenza di operatori privati e dell'Enel.

Le seguenti isole sono gestite da privati: Favignana, Giglio e Giannutri, Lampedusa, Levanzo, Linosa, Lipari, Marettimo, Pantelleria, Ponza, Tremiti, Ustica e Capri (quest'ultima in via di connessione alla terraferma).

Le seguenti isole sono gestite dall'Enel: Capraia, Ventotene, Stromboli, Panarea, Alicudi, Filicudi, Salina e Vulcano.

Nella tabella che segue sono riportati alcuni dati relativi alle caratteristiche delle varie isole (come detto, l'altezza massima è un parametro utile per vedere se considerare la fattibilità di impianti di pompaggio). Nell'isola di Lipari, ad esempio, esistono già serbatoi in quota (inutilizzati) per 20 mila metri cubi, che si potrebbero essere riattivati ed ampliati.

Tab. 2 Caratteristiche e consumi delle isole

Isola	Superficie [km ²]	Altitudine media [m s.l.m.]	Altitudine massima [m s.l.m.]	N. Residenti	El. distribuita ¹ GWh/anno
Capraia	19,3	178	415	410	
Giglio	21,5	177,2	475	1466	9,24
Ponza	7,6	76,5	271	3360	10,86
Ventotene	1,4	38,5	97	745	
Capri	10,4	173,9	512	14117	60,59
Tremiti	2,5	40,8	111	486	3,65
Favignana	20	41,2	291	3407	12,63
Levanzo	5,8	106,6	260	208	0,57
Marettimo	12,4	239,6	629	684	1,75
Pantelleria	84,8	224,4	821	7846	37,01
Ustica	8,2	78,7	239	1332	4,69
Alicudi	5,1	274,8	653	105	
Filicudi	9,3	260,6	749	235	
Lipari	37,6	222,2	574	9000	30,23
Panarea	3,4	144,7	398	241	
Salina	26,2	315,7	947	2534	
Stromboli	12,6	297,8	890	400	
Vulcano	21,1	192,9	475	715	
Lampedusa	20	49,6	133	5866	28,20
Linosa	5,3	34,1	173	433	2,65

¹ Valori medi del periodo 2008-13 derivati da Doc 598/2014/R/Eei, Autorità Energia

Nella seguente tabella, elaborate dall’Autorità per l’Energia elettrica e il gas, sono riportati i costi sopportati dalle società elettriche delle isole minori⁴.

Tab. 3 Costi sostenuti dalle società elettriche delle isole minori

Isola	2008	2013	Variazione
N. clienti	40.131	40.843	1,8%
El. distribuita (GWh/a)	205,9	200,0	-2,9%
Costi per natura [milioni €]			
Materie prime	51,5	51,7	0,5%
Altro	40,55	41,5	2,4%
Totale	92,05	93,2	1,2%
Costi per attività [milioni €]			
Produzione	76,1	77,5	1,8%
Altro	15,95	15,7	-1,6%
Totale	92,05	93,2	1,2%

Da questa tabella si desume che il costo medio di produzione nelle isole minori, pur con notevoli variazioni tra isola e isola, è risultato nel 2013 pari a 0,39 €/kWh un valore sei volte superiore rispetto a quelli registrati nel resto del paese.

4.1 Dati anemologici e di insolazione delle isole minori

Oltre ai dati dei valori medi annui di ventosità riportati nella tabella seguente, per alcune isole sono disponibili anche “anni tipo” con valori orari di velocità del vento.

Tab. 4 Valori medi velocità del vento⁵

Isola	Stazione meteo	Vel. vento [m/s.] media
Arcipelago Veneto	Aeroporto Venezia	3,8
Palmaria	Genova	1,8
Arcipelago Toscana	Le Porte Scopeto	5,5
Arcipelago Ponza	Ponza	4,6
Arcipelago Campania	Aeroporto Napoli	2,4
Arcipelago Tremiti	Aeroporto Foggia	3,8
Salina – Lipari	Salina	4,5
Stromboli, Panarea, Vulcano	Ginostra	3,1
Filicudi, Alicudi	Filicudi	3,5
Favignana, Marettimo, Levanzo	Mazara del Vallo	4,5
Pantelleria, Lampedusa, Linosa	Pantelleria	5,5
Isola Grande - S.Pantaleo	Aeroporto Trapani	5,3
Ustica	Ustica	4,3
Arcipelago La Maddalena	Guardia Vecchia	6,8
Tavolara	Olbia	3,9
Asinara	Alta Nurra	5
San Pietro - Isola Piana	S. Antioco	6,4

⁴ DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 598/2014/R/EEL, Autorità Energia, 4 dicembre 2014

⁵ Valutazione sulle potenzialità dell’impiego di sistemi ibridi (fotovoltaico, eolico, diesel) nelle Isole Minori italiane, Cesi, 2000

Per quanto riguarda le isole dei casi studio allegati al rapporto sono stati utilizzati valori orari medi mensili utilizzando le fonti indicate in nota⁶.

Nella tabella che segue sono indicati i valori di producibilità fotovoltaica per le diverse isole.

Per le analisi relative alle tre isole considerate nel rapporto sono stati utilizzati dati orari medi mensili provenienti da un'analisi delle fonti indicate in nota⁷.

Tab. 5 Caratteristiche di radiazione solare per le isole minori italiane⁸

Isola	Radiazione solare totale media annua kWh
Lampedusa	1817
Linosa	1817
Pantelleria	1817
Favignana	1876
Levanzo	1879
Vulcano	1741
Lipari	1741
Alicudi	1741
Salina	1741
Filicudi	1741
Panarea	1741
Ustica	1817
Stromboli	1741
Marettimo	1741
Ventotene	1646
Ponza	1726
Tremiti	1689
Giannutri	1689
Giglio	1646
Pianosa	1689
Capraia	1689
Gorgona	1689

Per alcune isole può essere anche valutata la possibilità di utilizzare il potenziale geotermico.

Nel caso di Pantelleria è stata stimata una possibile generazione elettrica da impianti geotermici pari a 18-20 GWh, un valore molto elevato pari a circa la metà della domanda elettrica del prossimo decennio.

In conclusione si può evidenziare l'ampio potenziale solare esistente nelle isole minori e un potenziale eolico e geotermico interessante in alcune isole.

⁶ Lampedusa: dati Ispra Rete Mareografica Nazionale (www.mareografico.it)

Pantelleria: http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data2.cfm/region=6_europe_wmo_region_6

Favignana: http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data2.cfm/region=6_europe_wmo_region_6

⁷ Database Climate – SAF – Photovoltaic Geographical Information System del JRC, (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>)

⁸ Valutazione sulle potenzialità dell'impiego di sistemi ibridi (fotovoltaico, eolico, diesel) nelle Isole Minori italiane, Cesi, 2000

4.2 Vincoli paesaggistici e naturalisti

Uno degli elementi al momento più critici per la diffusione delle rinnovabili nelle isole minori è legato ai vincoli esistenti sul territorio.

Il Ministero per lo Sviluppo Economico, per cercare di definire un quadro certo che consentisse di chiarire le procedure, ha varato nell'ambito del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 apposite Linee Guida per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, le quali prevedono che le Regioni e le Province autonome possano procedere all'indicazione sul proprio territorio di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti.

La regione Sicilia nel 2012 ha reso operative queste linee guida ministeriali, provvedendo alla perimetrazione delle aree non idonee e pubblicando la relativa cartografia sul sito web regionale, senza però indicare le tipologie e/o le dimensioni degli impianti stessi.

Per le tre isole di Favignana, Pantelleria e Lampedusa la totalità della superficie ricade tra le superfici non idonee.

La direttiva comunitaria n. 43 del 1992 definisce il concetto di SIC, Sito di Importanza Comunitaria. Questo termine è usato per definire un'area che contribuisce in modo significativo al mantenimento della biodiversità della regione in cui si trova. Secondo tale direttiva, ogni stato membro della Comunità europea propone un elenco di siti, tramite i quali la Commissione redige l'elenco di Siti d'Interesse Comunitario (SIC). Entro sei anni dalla dichiarazione di SIC l'area deve essere dichiarata dallo stato membro zona speciale di conservazione (ZCS). La direttiva 79/409/CEE chiedeva invece agli Stati membri dell'Unione europea di designare delle ZPS avendo come riferimento il progetto *Important Bird Areas* (IBA), ossia dei territori idonei per numero, estensione e localizzazione geografica alla conservazione delle specie di uccelli minacciate, vulnerabili o rare, in particolare luoghi di riproduzione di alimentazione o di migrazione.

In particolare le tre isole interessate ricadono interamente tra le zone SIC e ZPS ed all'interno dei programmi IBA.

Tutti questi vincoli, spesso attribuiti in modo assolutamente improprio (ad esempio su una ex discarica o una ex cava), rendono di fatto impossibile la transizione energetica su queste isole. C'è bisogno di un radicale cambio di rotta da parte di tutte le autorità preposte se si vuole evitare di continuare a produrre energia con gli attuali generatori, inquinanti, costosi e che rischiano di relegare le nostre isole agli ultimi posti come innovazione tecnologica e, a medio tempo, anche come attrattività turistica.

Alcuni comuni stanno predisponendo delle osservazioni volte a richiedere la possibilità di installare impianti fotovoltaici a terra in ex cave o nella ex discarica di rifiuti. Questo è un segnale positivo, ma naturalmente c'è bisogno di un cambio deciso di indirizzo per accelerare la transizione energetica.

5. Valutazione degli investimenti necessari per rendere le isole non elettroconnesse 100% rinnovabili secondo il modello sviluppato

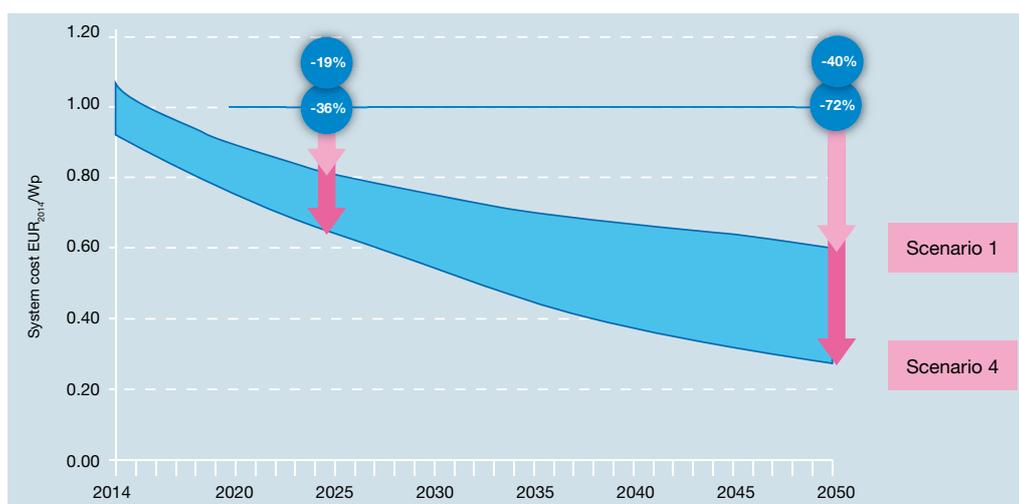
Considerate le dinamiche previste di riduzione dei costi delle diverse tecnologie si può effettuare una valutazione di massima degli investimenti necessari per trasformare il sistema energetico delle isole minori.

Sul lungo periodo risulta più difficile stimare il costo dei sistemi di accumulo, per i quali sono prevedibili notevoli evoluzioni.

5.1 Evoluzione dei prezzi delle tecnologie considerate

Un'analisi dettagliata della possibile evoluzione dei costi per i sistemi fotovoltaici a terra è stata effettuata dal Fraunhofer Institute¹⁰. Utilizzando i valori medi riportati nella figura che segue, al 2025 si potrebbe registrare una riduzione dei costi del 27 per cento e nel 2050 del 56 per cento.

Figura 1 Evoluzione dei costi di sistemi fotovoltaici a terra



Anche gli aerogeneratori vedranno un continuo calo dei costi, anche se in misura minore rispetto al fotovoltaico. Secondo Irena la riduzione al 2025 sarà del 19 per cento e al 2040 del 33 per cento¹¹.

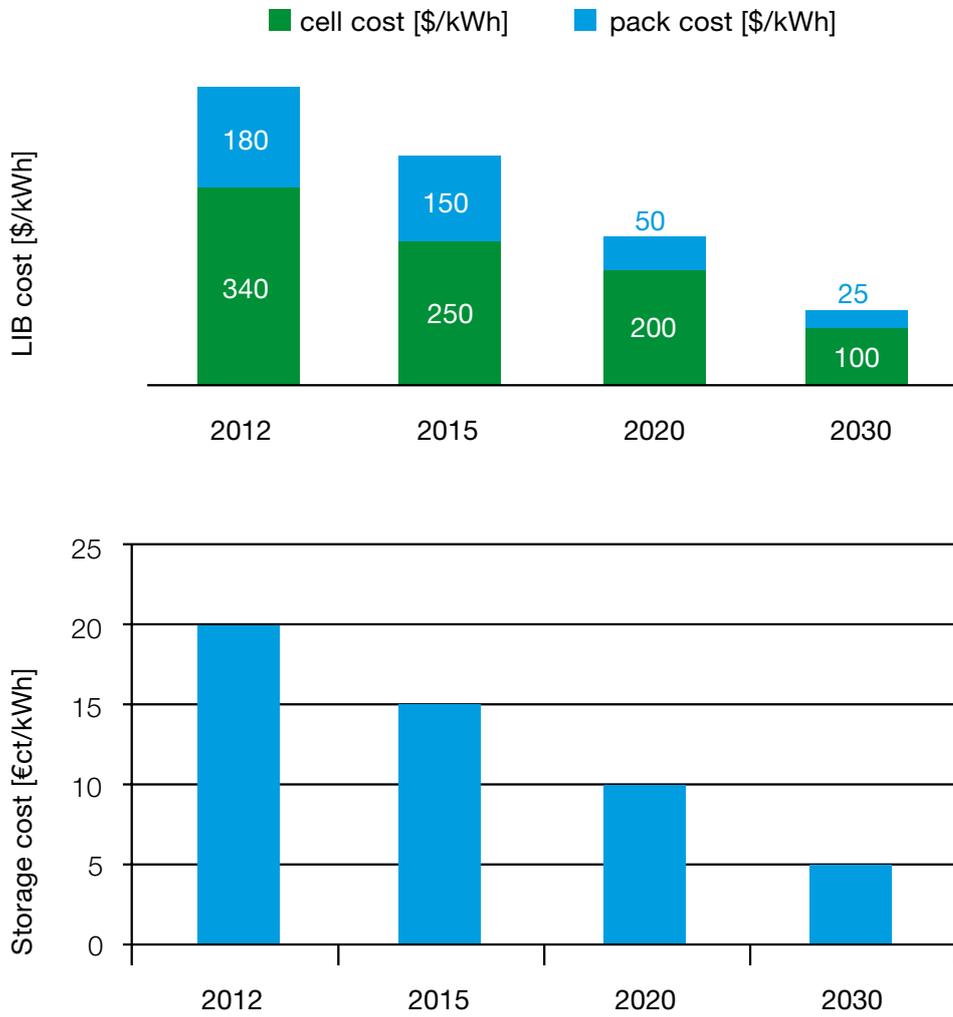
I sistemi di accumulo vedranno decise riduzioni dei costi nei prossimi anni. Sono state effettuate diverse valutazioni sui possibili andamenti. Quella nella figura che segue è una valutazione di Winfried Hoffmann sui costi delle batterie al litio al 2030¹². È del tutto probabile che in questo settore possano aversi innovazioni radicali (ad esempio con l'utilizzo del grafene) in grado di portare a prestazioni superiori e costi inferiori.

¹⁰ Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende

¹¹ IRENA (2015), Renewable Power Generation Costs in 2014.

¹² http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/forecast-2030--stored-electricity-at-005-kwh_100016581/#axzz3eLO3w7R

Figura 2 Evoluzione dei costi delle batterie al litio



In conclusione, si sono utilizzati i seguenti coefficienti di riduzione dei costi sul medio e lungo periodo

Tab. 6 Coefficienti di riduzione dei costi

	Fotovoltaico	Eolico
Riduzione dei costi al 2025	27 %	19%
Riduzione dei costi al 2050	56 %	33%

6. Valutazioni economiche

Nei seguenti paragrafi viene riportata una stima degli investimenti necessari per trasformare il sistema energetico delle isole. È prevedibile che nella prima e nella seconda fase considerata, cioè nell'arco del prossimo decennio, il peso per la collettività (la componente UC4 della bolletta) non subirà aumenti, ma anzi si ridurrà. Infatti, se alla nuova elettricità prodotta con le rinnovabili, venisse riconosciuto un valore analogo a quello del gasolio risparmiato, la sostituzione con le rinnovabili non inciderebbe sulla componente UC4. Ma si avrebbe comunque un vantaggio derivante dalla riduzione dei consumi legata agli interventi di efficienza e agli impianti fotovoltaici realizzati dai privati sugli edifici. A Lampedusa, per esempio, nel 2025 questi interventi equivarrebbero al 30 per cento dei consumi. È vero che per alcune misure, come per il fotovoltaico e il solare termico, almeno inizialmente sono previsti incentivi di altro genere, ma la riduzione dei costi ed una efficace azione di promozione tenderà a rendere interessanti questi interventi sul medio periodo anche in assenza di incentivi.

6.1 Investimenti nelle rinnovabili nel periodo 2016-20

Sono state effettuate delle valutazioni relative alla convenienza nel breve e medio periodo di investimenti nel settore fotovoltaico ed eolico nelle tre isole prese in considerazione nello studio.

In particolare sono stati calcolati i tempi di ritorno relativi ad installazioni fotovoltaiche da 3 kW e 1.000 kW ed impianti eolici da 200 kW e 1.500 kW.

Sono stati utilizzati i seguenti parametri economici:

Tab. 7 Costi di impianto utilizzati

Componente	Costo capitale di installazione
Fotovoltaico sulle coperture	1.800 €/kW
Fotovoltaico a terra	1.300 €/kW
Mini eolico 10 kW	5.000 €/kW
Eolico 200 kW	2.500 €/kW
Eolico 1,5 MW	1.750 €/kW

Per valutare la convenienza di questi investimenti sono stati considerati i costi di generazione attuali. Nella tabella che segue sono indicati i costi di acquisto per il 2013 del gasolio stimati dall'Autorità pari a **0,708 €/l** o **0,86 €/kg**. Va comunque evidenziato il calo delle quotazioni petrolifere a partire dalla seconda parte del 2014 che dovrebbe avere portato ad un valore di acquisto nel 2015 del 20 per cento inferiore. È probabile che le quotazioni rimarranno sugli attuali livelli per almeno 2-3 anni.

Nel valutare la convenienza economica della installazione di sistemi a fonti rinnovabili e di sistemi ad accumulo va considerata l'evoluzione normativa in atto per le isole minori, volta a rendere più efficiente il sistema, che porterà a valori della generazione convenzionale più contenuti. Dalle analisi storiche emerge inoltre che il costo di produzione dell'elettricità è dipendente per circa la metà dal costo del gasolio.

È stata valutata l'efficacia in investimenti solari fotovoltaici distribuiti e in impianti a terra nell'isola di Lampedusa.

La prima analisi ha riguardato un impianto da 3 kW realizzato nel 2015. Il costo dell'impianto è valutato in 5.400 €. Si ipotizza un investimento proprio da parte del proprietario della

casa e una quota di autoconsumo pari al 40 per cento. Sono state eseguite tre simulazioni, nell'ipotesi di utilizzo delle detrazioni fiscali del 50 per cento e in assenza di questa incentivazione con impianti realizzati nel 2016 e alla fine del decennio.

Figura 3 Tempi di ritorno per un impianto da 3 kW con utilizzo delle detrazioni fiscali

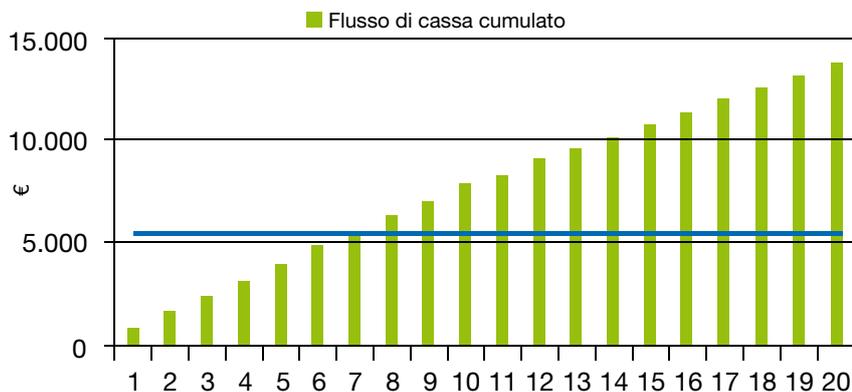


Figura 4 Tempi di ritorno per un impianto da 3 kW installato nel 2016 senza utilizzo delle detrazioni fiscali

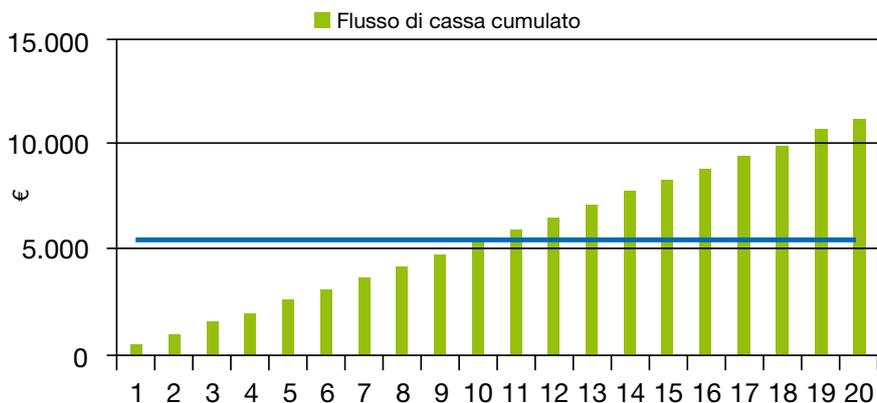
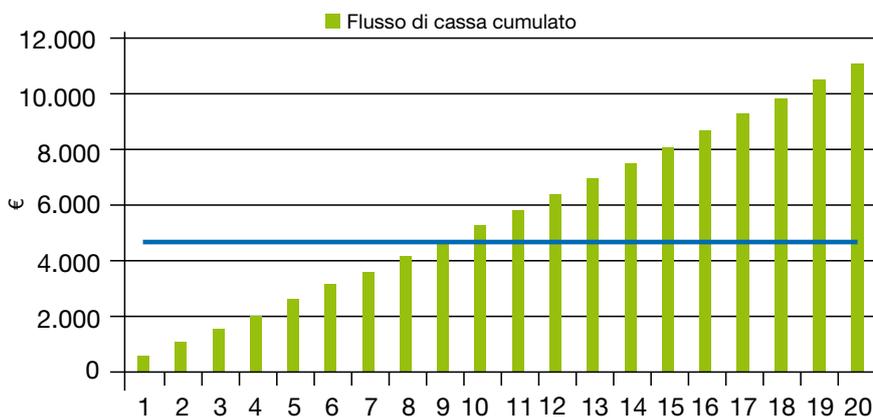


Figura 5 Tempi di ritorno per un impianto da 3 kW installato nel 2020 senza utilizzo delle detrazioni fiscali



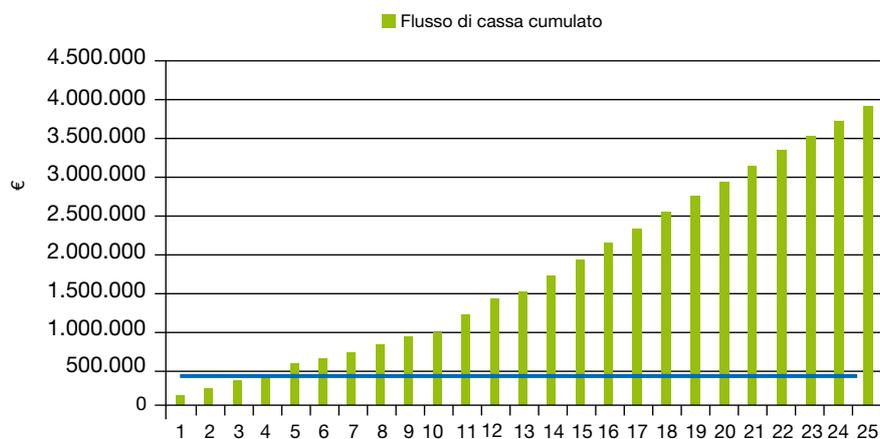
Come si può notare il tempo di ritorno è di 7 anni nel caso di utilizzo delle incentivazioni al momento presenti, e passa a 10 e 9 anni in assenza di detrazioni rispettivamente nel 2016 e nel 2020. Se invece di anticipare il capitale, il proprietario dell'immobile investisse una quota del 35 per cento e si avvalsesse di un intervento bancario, i tempi di ritorno in assenza di incentivazione passerebbero da 10 a 13,5 anni.

È stata poi valutata l'economicità di un investimento in un impianto a terra da 1.000 kW realizzato nel 2016.

In questo caso l'intervento potrebbe essere effettuato dalla società elettrica stessa o da un investitore terzo. Al momento attuale un privato dovrebbe stipulare un contratto di acquisto dell'energia (*Power Purchase Agreement*) con la società elettrica. Nella normativa in via di definizione potrebbe essere riconosciuto un valore per l'elettricità generata ancorato al costo del gasolio evitato.

La vita di un impianto fotovoltaico è stimato in 25 anni. Nel caso di un investimento nel 2016 si è ipotizzato un costo dell'impianto di 1.300 €/kW, un prezzo del gasolio pari a 0,165 €/kWh ed un'equity del 30 per cento. Come si vede, il tempo di ritorno dell'investimento risulta di soli 4 anni. Quindi, un investimento di questo tipo risulta decisamente più interessante rispetto ad uno analogo nel resto d'Italia effettuato con un contratto PPA che vede tempi di ritorno dell'ordine di 10-12 anni.

Figura 6 Tempi di ritorno nel caso di realizzazione di un impianto fotovoltaico da 1 MW nel 2016



Per quanto riguarda gli impianti eolici, la posizione delle Soprintendenze è al momento molto più rigida, con qualche apertura per gli impianti di piccola dimensione. Peraltro il sistema di incentivazione è in via di revisione e non è quindi possibile fare delle valutazioni economiche affidabili.

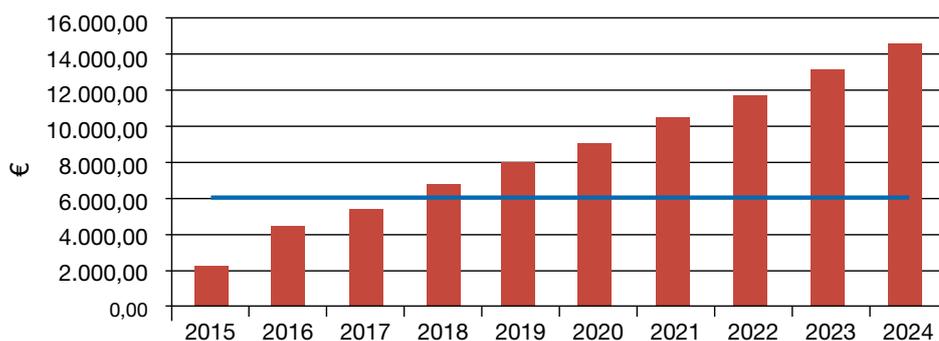
Sul fronte delle rinnovabili elettriche si potrebbero diffondere le installazioni fotovoltaiche nel settore civile qualora le detrazioni fiscali venissero mantenute. Inoltre se i produttori locali modificassero drasticamente il loro atteggiamento e decidessero di investire anche sulla generazione distribuita, in sintonia con il cambio di strategia dell'Enel, anche queste applicazioni potrebbero accelerarsi notevolmente.

Risulta invece sicuramente interessante l'installazione di impianti fotovoltaici, di scala compresa tra 100 e 1.000 kW, direttamente da parte della società elettrica o da parte di investitori terzi. Anche in questo caso si dovranno superare le problematiche autorizzative con le Soprintendenze, ma si è già riscontrata una maggiore disponibilità.

È probabile inoltre che si attivino interventi sul lato dell'efficienza se le normative dell'Autorità e del Ministero saranno sufficientemente impegnative per i produttori locali.

Si riporta una valutazione sui tempi di ritorno di un investimento nel solare termico, un'applicazione residenziale che potrebbe vedere una buona diffusione. La figura che segue evidenzia il fatto che, con gli incentivi esistenti (conto termico), questi interventi risultano attualmente molto interessanti.

Figura 7 Tempi di ritorno di un impianto solare nel settore civile con incentivi



6.2 Investimenti nel periodo 2021-25

In questa seconda fase verranno connessi impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione calanti e sarà economicamente interessante l'impiego di sistemi di accumulo, in grado di aumentare la quota di elettricità rinnovabile assorbita dalla rete, di ridurre ulteriormente i consumi di gasolio e di fornire servizi di regolazione alla rete.

Le società elettriche locali saranno decisamente più attive, poiché il settore delle rinnovabili dovrà diventare il loro business del futuro se vorranno ancora avere un ruolo nel panorama energetico delle isole.

Anche l'atteggiamento delle Soprintendenze dovrebbe modificarsi ed è pensabile in questa fase che si possano installare anche impianti eolici.

L'ottimizzazione del mix di rinnovabili ed accumulo necessita la conoscenza dei profili della domanda, rimodulati dopo gli interventi di riduzione dei consumi, delle caratteristiche di funzionamento dei generatori diesel, delle riduzioni dei prezzi del solare, dell'eolico e dei sistemi di accumulo.

Un'analisi dettagliata con un modello di simulazione potrà essere eseguita, in una seconda fase, in presenza di questi dati.

In base a studi effettuati nelle isole italiane e straniere, è pensabile che si possa raggiungere una copertura della metà dei consumi in un orizzonte che va dal 2025 al 2030, in relazione all'evolversi del contesto normativo e di incentivazione, della riduzione dei prezzi delle tecnologie e del nuovo atteggiamento delle Soprintendenze.

Verranno utilizzati, oltre all'abbinamento di fotovoltaico e accumulo, anche sistemi di accumulo centralizzati per la gestione della rete.

Si potrebbe anche considerare il solare termodinamico, utilizzando le sue caratteristiche sul versante dell'accumulo in grado di sfasare la produzione elettrica nelle ore serali.

Nell'isola di Pantelleria, in aggiunta a quanto detto, è di grande interesse l'installazione di impianti geotermici.

È prevedibile inoltre, a partire dal prossimo decennio, una diffusione significativa di veicoli elettrici. Si è infatti in presenza di una rapida evoluzione del mercato a livello mondiale e le piccole isole potrebbero diventare un campo di applicazione privilegiato.

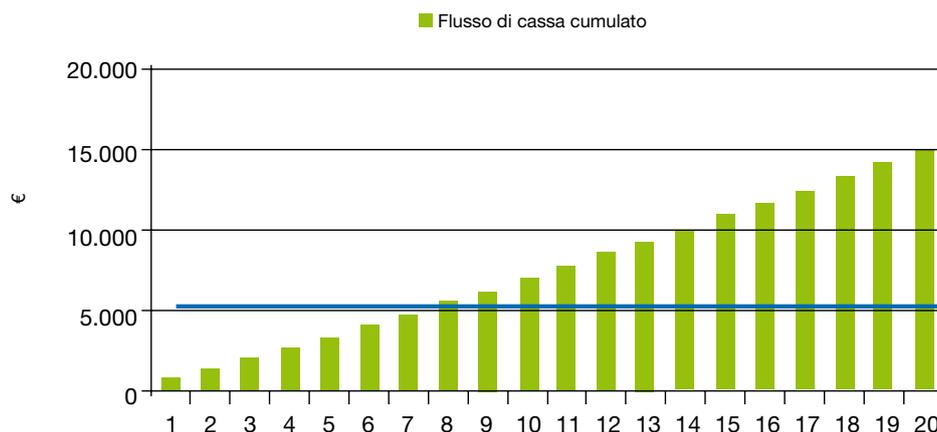
Il ruolo dei sistemi di accumulo, la diffusione di veicoli elettrici e la presenza di un dissalatore (laddove presente, ad esempio Lampedusa e Pantelleria) consentiranno di aumentare notevolmente la quota di rinnovabili immessa nella rete elettrica. Nel caso di Pantelleria l'obiettivo del 50 per cento da fonti rinnovabili potrà essere raggiunto senza particolari problemi per la rete nel caso si sviluppi la produzione geotermica.

Nella figura che segue sono indicati i tempi di ritorno di un impianto fotovoltaico residenziale abbinato ad accumulo che consente di utilizzare il 70 per cento dell'elettricità prodotta in autoconsumo, realizzato alla metà del prossimo decennio senza incentivi. Come si vede, i tempi di ritorno sono analoghi a quelli attuali di un impianto realizzato utilizzando le detrazioni fiscali del 50 per cento.

Continuano ad essere molto interessanti i ritorni economici degli impianti fotovoltaici di media dimensione, la cui applicazione è strettamente legata alla disponibilità di spazi appropriati e al superamento di vincoli ambientali e paesaggistici.

Qualora diventasse possibile l'installazione di impianti eolici, questi potranno dare un contributo significativo, consentendo di raggiungere una copertura del 50 per cento della domanda.

Figura 8 di ritorno di un impianto fotovoltaico residenziale abbinato ad un sistema ad accumulo realizzato nella metà del prossimo decennio



6.3 Investimenti nel periodo 2026-2040

Lo scenario dopo il 2025 è difficile da tracciare, perché sono molte le variabili in gioco che dovranno definirsi nel corso del prossimo decennio.

È probabile che i vincoli climatici diventeranno più rigidi con l'intensificarsi del *global warming*, rendendo così necessaria un'accelerazione del processo di decarbonizzazione. Proseguirà la riduzione dei prezzi delle tecnologie verdi, e in particolare dei sistemi di accumulo, rendendo possibile il raggiungimento dell'obiettivo 100 per cento rinnovabili tra il 2035 e il 2040.

Il ruolo degli impianti eolici sarà decisivo in questa transizione e non è escluso l'utilizzo di soluzioni offshore galleggianti, che consentirebbero di ridurre notevolmente le preoccupazioni di carattere paesaggistico.

La diffusione dei veicoli elettrici vedrà un'ulteriore accelerazione, consentendo di raggiungere l'obiettivo di un sistema energetico 100 per cento rinnovabile entro 20-25 anni.

Ma la scelta dei sistemi di accumulo in grado di gestire quote consistenti di energia sarà la più delicata nella transizione finale verso le rinnovabili.

Dal punto di vista degli investimenti, continuerà la riduzione dei costi delle varie tecnologie, accumulo incluso.

7. Conclusioni

Mentre la transizione energetica è in pieno sviluppo in Europa e in molti Paesi del Pianeta, c'è un insieme di realtà che, salvo poche eccellenze, sembra resistere come vivessero in un'altra era.

Parliamo delle piccole isole, generalmente arroccate in difesa di un sistema energetico desueto, con impatti ambientali estremamente negativi, costi di generazione elevatissimi ed un livello di efficienza dei consumi finali molto limitato.

A loro difesa, i gestori dei sistemi elettrici pongono l'accento sulla particolarità delle reti che devono gestire, sulle criticità da affrontare per garantire un buon servizio, sugli ostacoli che si incontrano nell'avventurarsi in nuovi percorsi tecnologici, come nel caso delle rinnovabili. Tutti elementi che contengono una parte di verità ma che non possono essere una giustificazione per fermare la transizione energetica, vista anche la direzione presa da tante altre isole nel mondo.

Ma è la condizione di monopolio di cui questi gestori godono a favorire un atteggiamento di conservazione. Paradossalmente le *utilities* in larga parte d'Europa sono in crisi e devono cambiare modello di business per sopravvivere. In Italia si è affermato un modello decentrato di produzione elettrica a fianco di quello centralizzato, che vede progressivamente perdere i propri pezzi sotto forma di centrali costrette a chiudere.

Gli operatori isolani hanno invece erto un muro a loro difesa. Nell'irresistibile avanzata delle fonti rinnovabili le isole minori sono diventate a tutti gli effetti delle "isole", un costoso ed inquinante museo del sistema energetico del passato.

Tutto questo è però destinato a cambiare e rapidamente.

Nuove regole in via di definizione potrebbero incentivare una razionalizzazione della produzione con un'attenzione all'efficienza e alle rinnovabili. Ma, soprattutto, è la rapidissima riduzione dei costi delle nuove tecnologie *green* ad imporre la trasformazione del sistema elettrico isolano.

Una rivoluzione energetica che potrà garantire una pluralità di risultati: decarbonizzare il sistema energetico isolano contribuendo a raggiungere gli obiettivi climatici, migliorare le prestazioni ambientali locali, sperimentare soluzioni innovative, aumentare l'occupazione e, infine, ridurre i costi sopportati dalla collettività nazionale attraverso le bollette.

Nelle isole considerate l'avvio della transizione energetica potrebbe consentire di attivare cautelativamente 150 occupati fissi a Pantelleria, 100 a Lampedusa e 50 a Favignana.

Basterà un nuovo quadro normativo (la cui incisività è peraltro tutta da dimostrare) e la disponibilità di tecnologie verdi disponibili a prezzi sempre più interessanti?

Certamente no, sarà solo un primo passo. Rimangono molti problemi che vanno affrontati. Ad iniziare dall'inserimento del solare e dell'eolico nel paesaggio isolano che va trattato con grande attenzione e saggezza.

Va poi compreso il ruolo che potranno giocare i gestori elettrici locali. Per loro si apre una partita molto delicata. Per la prima volta dovranno confrontarsi con una possibile competizione attiva da parte di attori esterni. Potranno tentare una difesa di retroguardia delle proprie posizioni o, al contrario, decidere di cavalcare il cambiamento.

Ma affinché la trasformazione si inneschi realmente, vi è poi la necessità di una straordinaria azione informativa da avviare nei confronti dei cittadini, degli operatori economici e dei turisti. Esistono opportunità molto interessanti, incentivi che vanno intercettati. Per passare all'azione occorre che venga avviata un'efficace attività di divulgazione, di sensibilizzazione e di formazione di tecnici.

8. I casi studio

PANTELLERIA

CONSUMI ENERGETICI E INTERVENTI DI EFFICIENZA

I consumi elettrici rappresentano circa la metà dei consumi energetici, mentre i carburanti legati al trasporto coprono la restante parte, con una quota marginale del 5% attribuita al Gpl.

Il settore residenziale e il terziario nel 2013 hanno utilizzato ciascuno il 31% dei 37,6 GWh totali; va sottolineato il peso della dissalazione cui è attribuito un consumo pari al 23% della domanda elettrica dell'isola (8,8 GWh).

Ma il profilo della domanda cambierà sensibilmente nei prossimi anni e decenni.

Sul fronte dell'efficienza degli usi finali, saranno possibili riduzioni dei consumi nella produzione di acqua calda, nella climatizzazione, negli elettrodomestici, nell'illuminazione.

A partire dal 2020 decollerà poi la mobilità elettrica che si ritiene possa completamente sostituire quella tradizionale entro il 2035. L'incremento dei consumi legato a questa nuova domanda può essere stimato fra un paio di decenni in 10 GWh/a, pari ad un terzo dei consumi previsti per quella data. Prudenzialmente si è ipotizzato un trend annuale di crescita tendenziale pari all'1% cui si somma il contributo dei veicoli elettrici. L'insieme degli interventi di efficientamento e la diffusione della mobilità elettrica fa però ritenere che la domanda al 2020, 2025 e 2035 risulterà pari a -13 per cento, -8 per cento e +11 per cento rispetto a quella del 2013 ipotizzando che il nuovo dissalatore porti ad un raddoppio della produzione di acqua.

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Nel 2013 la centrale SMEDE ha prodotto 44,2 GWh, per una potenza installata complessiva di 22,1 MW. La produzione nel mese di punta (agosto) risulta 1,8 volte superiore a quella del mese di produzione minima (novembre).

Sul fronte delle rinnovabili, il potenziale dell'energia solare ed eolica è molto elevato, ma l'utilizzo di queste fonti è strettamente legato alla disponibilità degli spazi in cui sia autorizzata la realizzazione delle opere.

Sono utilizzabili altre tecnologie, come quelle per lo sfruttamento dell'energia delle onde e il solare termodinamico, ma soprattutto l'isola è dotata di un elevato potenziale geotermico in grado di soddisfare in maniera continua circa la metà della domanda elettrica. Si potrebbe installare un impianto da 2,5 MW che, se venisse realizzato entro il 2025, consentirebbe di differire nel tempo la scelta dei sistemi di accumulo, anche perchè sarà progressivamente utilizzabile per la gestione della rete il parco di auto elettriche.

LIMITI ALLA DIFFUSIONE DELLE RINNOVABILI

La diffusione delle rinnovabili è legata al superamento di una serie di ostacoli che finora l'hanno bloccata.

La totalità della superficie dell'isola ricade infatti in aree a vario titolo tutelate. Quindi è possibile la realizzazione di interventi solari sugli edifici, previa opportune autorizzazioni. Non è invece al momento possibile ipotizzare impianti solari a terra ed aerogeneratori.

Tutti questi vincoli rendono di fatto impossibile la transizione energetica nelle isole minori.

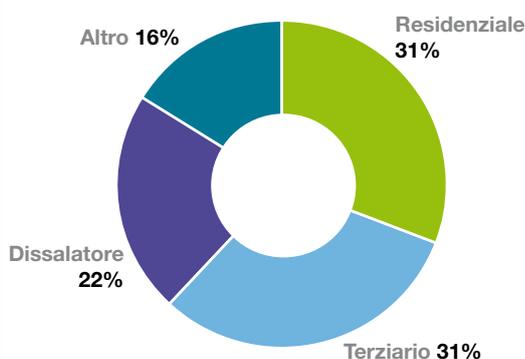
VERSO 100% RINNOVABILI

Vengono ipotizzati 3,5 MW fotovoltaici su edifici, 2 MW impianti fotovoltaici a terra, un mix di impianti eolici per una potenza complessiva di 6,3 MW, un impianto geotermico da 2,5 MW e alcuni impianti mareomotrici per una potenza di 0,6 MW. I costi cumulativi degli investimenti (non attualizzati) risultano pari a 37 M€ e tengono conto della riduzione dei prezzi stimata per le varie tecnologie. Gli interventi possono essere realizzati da privati (solare su edifici) e per i grandi impianti da investitori esterni o dalla società elettrica.

Nel caso di Pantelleria, la realizzazione di un impianto geotermico da 2,5 MW riduce fortemente la necessità di realizzazione di sistemi di accumulo per gestire la produzione eolica e solare.

Si stima inoltre che il numero di veicoli elettrici presenti sull'isola al 2035 possa raggiungere un valore massimo di 7.200, ma probabilmente sarà inferiore grazie a soluzioni innovative di mobilità.

DISTRIBUZIONE DELLA DOMANDA



INTERVENTI RIDUZIONE DELLA DOMANDA

	RISPARMI PERCENTUALI rispetto 2015			VARIAZIONE DELLA DOMANDA rispetto 2015	
	2020	2025	2035	Quantitativo d'acqua	
Residenziale	20%	35%	51%	Attuale	Doppio
Terziario	12%	21%	30%	2020	-21%
Dissalatore	63%			2025	-16%
Altro	8%	14%	20%	2035	2%
					11%

MIX ENERGETICO

	Fotovoltaico GWh/anno	Eolico GWh/anno	Maremotrice GWh/anno	Geotermia GWh/anno	TOTALE RINNOVABILE GWh/anno	% rinnovabili su produzione totale
2016	0,2	0	0	0	0,2	1
2020	2,4	0,8	0,8	0,0	4,0	12%
2025	4,0	0,8	0,8	20,0	25,5	73%
2035	7,5	13,6	1,5	20,0	42,6	100%

LAMPEDUSA

CONSUMI ENERGETICI E INTERVENTI DI EFFICIENZA

Il settore residenziale e il terziario nel 2013 hanno utilizzato rispettivamente il 33% ed il 30% dei 33 GWh totali di domanda di energia elettrica; va sottolineato il peso della dissalazione cui è attribuito un consumo pari al 11 % della domanda elettrica dell'isola (3.4 GWh).

Ma il profilo della domanda cambierà sensibilmente nei prossimi anni e decenni.

Sul fronte dell'efficienza degli usi finali, saranno possibili riduzioni dei consumi nella produzione di acqua calda, nella climatizzazione, negli elettrodomestici, nell'illuminazione.

A partire dal 2020 decollerà poi la mobilità elettrica che si ritiene possa completamente sostituire quella tradizionale entro il 2035. L'incremento dei consumi legato a questa nuova domanda può essere stimato fra un paio di decenni in 9,5 GWh/a, pari ad un quarto dei consumi previsti fra vent'anni. Prudenzialmente si è ipotizzato un trend annuale di crescita tendenziale pari all'1% cui si somma il contributo dei veicoli elettrici. L'insieme degli interventi di efficientamento e la diffusione della mobilità elettrica fa però ritenere che la domanda al 2020, 2025 e 2035 risulterà pari a -6 per cento, -1 per cento e +2 per cento rispetto a quella del 2014.

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Nel 2013 la centrale SELIS ha prodotto 36.2 GWh, per una potenza installata complessiva di 22,1 MW. La produzione nel mese di punta (agosto) è 1,8 volte superiore a quella del mese di produzione minima (novembre).

Sul fronte delle rinnovabili, il potenziale dell'energia solare ed eolica è molto elevato, ma l'utilizzo di queste fonti è strettamente legato alla disponibilità degli spazi in cui sia autorizzata la realizzazione delle opere.

Sono utilizzabili altre tecnologie, come quelle per lo sfruttamento dell'energia delle onde e il solare termodinamico.

LIMITI ALLA DIFFUSIONE DELLE RINNOVABILI

La diffusione delle rinnovabili è legata al superamento di una serie di ostacoli che finora l'hanno bloccata.

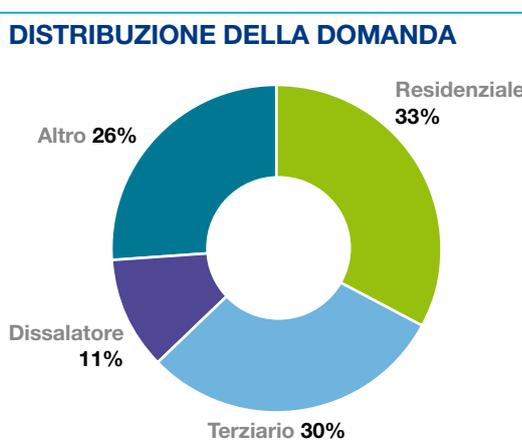
La totalità della superficie dell'isola ricade infatti in aree a vario titolo tutelate. Quindi è possibile la realizzazione di interventi solari sugli edifici, previa opportune autorizzazioni. Non è invece al momento possibile ipotizzare impianti solari a terra ed aerogeneratori.

Tutti questi vincoli rendono di fatto impossibile la transizione energetica nelle isole minori.

VERSO 100% RINNOVABILI

Vengono ipotizzati 3,3 MW fotovoltaici su edifici, 3 MW impianti fotovoltaici a terra, un mix di impianti eolici per una potenza complessiva di 13 MW, un impianto solare termodinamico da 1 MW e alcuni impianti mareomotrici per una potenza di 1,2 MW. I costi cumulativi degli investimenti (non attualizzati) risultano pari a 80 M€ e tengono conto della riduzione dei prezzi stimata per le varie tecnologie. Gli interventi possono essere realizzati da privati (solare su edifici) e per i grandi impianti da investitori esterni o dalla società elettrica.

A questi investimenti andranno sommati quelli relativi agli accumuli e alla gestione della smart grid i cui valori dipenderanno molto dalle riduzioni dei costi che si registreranno nei prossimi due decenni e dalle scelte tecnologiche che verranno adottate.



INTERVENTI RIDUZIONE DELLA DOMANDA

	RISPARMI PERCENTUALI rispetto 2015		
	2020	2025	2035
Residenziale	19%	34%	48%
Terziario	12%	21%	30%
Altro	8%	14%	20%

MIX ENERGETICO

	Fotovoltaico GWh/anno	Eolico GWh/anno	Maremotrice GWh/anno	Solare termodinamico GWh/anno	TOTALE RINNOVABILE GWh/anno	% rinnovabili su produzione totale
2016	0,0	0	0	0	0,0	0
2020	4,0	0,0	0,2	0,0	4,2	13%
2025	9,2	6,0	1,0	1,0	17,2	50%
2035	10,0	28,4	3,0	2,0	43,4	100%

FAVIGNANA

CONSUMI ENERGETICI E INTERVENTI DI EFFICIENZA

La domanda complessiva di energia elettrica per l'isola di Favignana è di 13,5 GWh/anno, attribuibile per la quota maggiore al settore residenziale.

Il profilo della domanda cambierà sensibilmente nei prossimi anni e decenni.

Sul fronte dell'efficienza degli usi finali, saranno possibili riduzioni dei consumi nella produzione di acqua calda, nella climatizzazione, negli elettrodomestici, nell'illuminazione.

A partire dal 2020 decollerà poi la mobilità elettrica che si ritiene possa completamente sostituire quella tradizionale entro il 2035. L'incremento dei consumi legato a questa nuova domanda può essere stimato fra un paio di decenni in un massimo di 3 GWh/a. Prudenzialmente si è ipotizzato un trend annuale di crescita tendenziale pari all'1 per cento cui si somma il contributo dei veicoli elettrici. L'insieme degli interventi di efficientamento e la diffusione della mobilità elettrica fa però ritenere che la domanda al 2020, 2025 e 2035 risulterà pari a -9 per cento, -11 per cento e +8 per cento rispetto a quella del 2014.

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Nel 2013 la centrale di generazione ha prodotto 14,8 GWh, per una potenza installata complessiva di 6,8 MW.

Sul fronte delle rinnovabili, il potenziale dell'energia solare ed eolica è molto elevato, ma l'utilizzo di queste fonti è strettamente legato alla disponibilità degli spazi in cui sia autorizzata la realizzazione delle opere.

Sono utilizzabili altre tecnologie, come quelle per lo sfruttamento dell'energia delle onde e il solare termodinamico.

LIMITI ALLA DIFFUSIONE DELLE RINNOVABILI

La diffusione delle rinnovabili è legata al superamento di una serie di ostacoli che finora l'hanno bloccata.

La totalità della superficie dell'isola ricade infatti in aree a vario titolo tutelate. Quindi è possibile la realizzazione di interventi solari sugli edifici, previa opportune autorizzazioni. Non è invece al momento possibile ipotizzare impianti solari a terra ed aerogeneratori.

Tutti questi vincoli rendono di fatto impossibile la transizione energetica nelle isole minori.

VERSO 100% RINNOVABILI

Vengono ipotizzati 3 MW fotovoltaici su edifici, 1,2 MW impianti fotovoltaici a terra, un mix di impianti eolici per una potenza complessiva di 3,6 MW, alcuni impianti mareomotrici per una potenza di 0,35 MW. I costi cumulativi degli investimenti (non attualizzati) risultano pari a 35,5 M€ e tengono conto della riduzione dei prezzi stimata per le varie tecnologie. Gli interventi possono essere realizzati da privati (solare su edifici) e per i grandi impianti da investitori esterni o dalla società elettrica.

A questi investimenti andranno sommati quelli relativi agli accumuli e alla gestione della smart grid i cui valori dipenderanno molto dalle riduzioni dei costi che si registreranno nei prossimi due decenni e dalle scelte tecnologiche che verranno adottate.

Si stima inoltre che il numero di veicoli elettrici presenti sull'isola al 2035 possa raggiungere un valore massimo di 2.800, ma probabilmente sarà inferiore grazie a soluzioni innovative di mobilità.

INTERVENTI RIDUZIONE DELLA DOMANDA

	RISPARMI PERCENTUALI rispetto 2015		
	2020	2025	2035
Residenziale	18%	37%	44%
Terziario	12%	21%	30%
Altro	8%	14%	20%

MIX ENERGETICO

	Fotovoltaico GWh/anno	Eolico GWh/anno	Maremotrice GWh/anno	TOTALE RINNOVABILE GWh/anno	% rinnovabili su produzione totale
2016	0,0	0	0	0,0	0
2020	2,5	0,0	0,2	2,7	22%
2025	4,0	1,5	0,7	6,2	51%
2035	5,8	7,9	0,9	14,6	100%

9. Bibliografia

A Path to Prosperity: Renewable energy for islands, Irena, 2015
(http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_Energy_for_Islands_2015.pdf)

“Prospettive dei sistemi di accumulo elettrochimico nel settore elettrico”, Anie Energia e Rse, 2015

Renewable islands: Settings for success, Irena, 2014
(http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/GREIN_Settings_for_Success.pdf)

A Path to Prosperity: Renewable energy for islands, Irena, 2014
(http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_Energy_for_Islands_2014.pdf)

Emerging issues for Small Island Developing States, 2014, United Nations Environment Programme (UNEP), Nairobi, Kenya

Memoria per l'audizione presso le Commissioni VIII e X della Camera dei Deputati, 4 Agosto 2014, UNIEM - Unione Nazionale Imprese Elettriche Minori

Electricity Storage and Renewables for Island Power: A Guide for Decision Makers, Irena, 2012
(<http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Electricity%20Storage%20and%20RE%20for%20Island%20Power.pdf>)

Renewable Energy Country Profiles - Special edition on islands, Irena, 2012
(http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Country_profiles_special_edition-islands.pdf)

Samsø – a Renewable Energy Island, 10 years of Development and Evaluation, PlanEnergi, 2007

Renewislands—Renewable energy solutions for islands, 2005
(http://www.gracacarvalho.eu/xms/files/BIOGRAFIA/PUBLICACOES/Artigos_em_Revistas_Internacionais/Artigo13_Renewislands_Renewable_energy_solutions.pdf)

Island Bellwether: Climate Change and Energy Policy Strategy for Small Island Developing States, 2005
(https://globaloceanforumdotcom.files.wordpress.com/2013/05/islandbellwether_0.pdf)

Valutazione sulle potenzialità dell'impiego di sistemi ibridi (fotovoltaico, eolico, diesel) nelle Isole Minori italiane, CESI, ENERIN/SFR/01/025, 2000

Sostenibilità ambientale nelle Isole Minori: potenziale di penetrazione di sistemi ad energia rinnovabile ed altre tecnologie per il contenimento della richiesta energetica – Parte II: Tecnologie elettriche, CESI, 2003

GREENPEACE

Greenpeace è un'organizzazione globale indipendente che sviluppa campagne e agisce per cambiare opinioni e comportamenti, per proteggere e preservare l'ambiente e per promuovere la pace.

Greenpeace Onlus
Via della Cordonata, 7
00187 Roma
telefono 06.68136061
fax 06.45439793
www.greenpeace.it