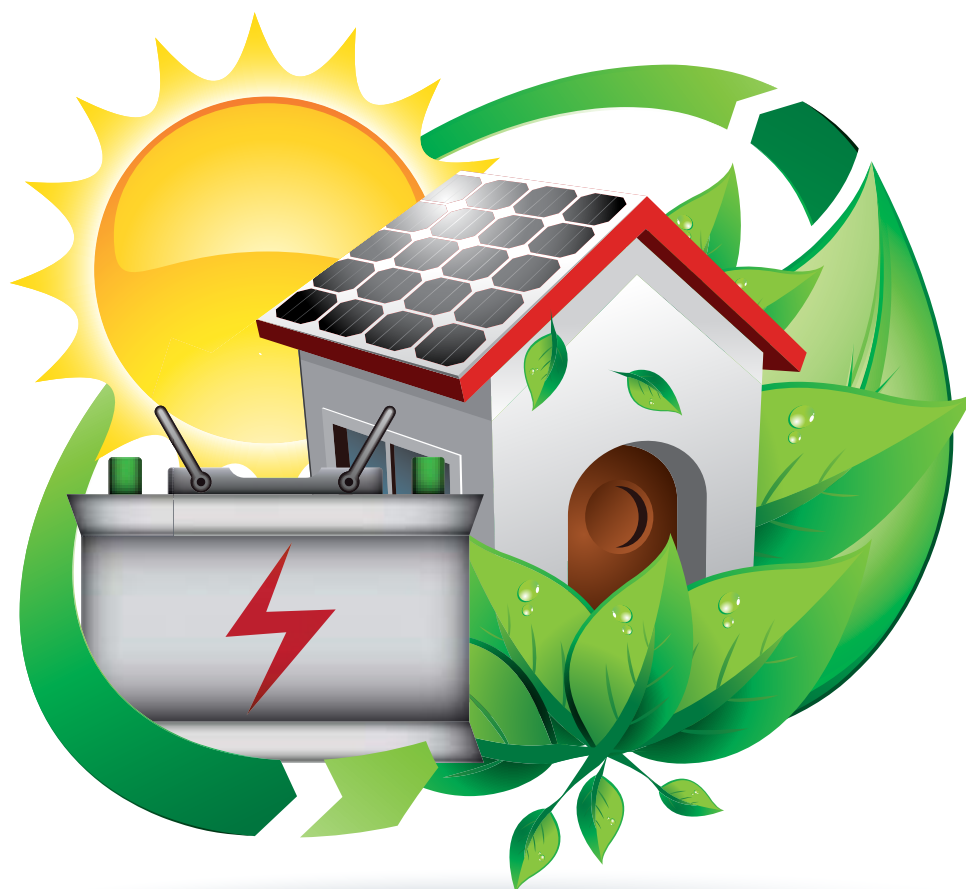




RESIDENTIAL ELECTRICAL STORAGE SYSTEMS

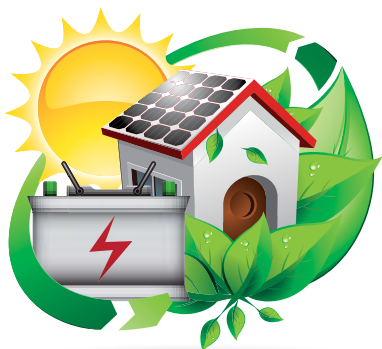
(RESS)

SETTEMBRE 2013



In collaborazione con la Società **Bip** www.businessintegrationpartners.com





**SI RINGRAZIANO PER LA
PARTECIPAZIONE ALLA
REALIZZAZIONE DELLO STUDIO
LE SOCIETÀ:**

ABB SPA

ENERSYS SRL

FIAMM SPA

NEC ITALIA SPA

NIDEC ASI SPA

SIEMENS SPA

VIPIEMME SPA

Sommario

INTRODUZIONE	2
1. Il fotovoltaico in Italia crescita delle installazioni	3
2. Soluzioni tecniche di riferimento (FV + ESS)	5
3. Contesto normativo	7
4. Applicazione presso utenze domestiche e piccolo terziario	16
5. Impatto delle soluzioni sul sistema elettrico	31
6. Proposte di evoluzione normativa	38
7. Conclusioni	50
Allegato: Sintesi delle interviste	51

INTRODUZIONE

Lo studio condotto ha l'obiettivo di identificare la convenienza derivante dall'installazione di sistemi di accumulo dedicati a impianti di generazione fotovoltaici residenziali e piccolo terziario (valutando l'impatto sull'utente finale ed i conseguenti effetti/benefici a livello di sistema).

La generazione fotovoltaica ha registrato tassi di crescita estremamente elevati, arrivando a coprire nel 2012 il 5,6% della richiesta di energia con oltre 500.000 impianti installati.

Recentemente il regolatore ha iniziato ad affrontare le problematiche derivanti dalla crescita incontrollata delle installazioni fotovoltaiche, quali intermittenza, sbilanciamenti e prevedibilità della generazione.

Nello studio vengono elaborati diversi scenari di penetrazione della soluzione di storage applicata a fotovoltaico (da crescita moderata a diffusione di massa). In tutti gli scenari le soluzioni analizzate determinano benefici in bolletta (riduzione del prelievo di energia dalla rete) e benefici a livello di sistema elettrico (integrazione delle rinnovabili e minore necessità di infrastrutture).

È necessario prevedere degli schemi normativi finalizzati a favorire la diffusione su larga scala di tali soluzioni nel sistema elettrico e la conseguente riduzione di costo.

Lo storage è una componente significativa dei cambiamenti di paradigma in atto nel sistema elettrico

Per realizzare una serie di obiettivi di sistema ...

LOW CARBON ECONOMY

-75% CO₂
al 2050 vs
2020¹

QUOTA DI RINNOVABILI

75%
al 2050

GENERAZIONE DISTRIBUITA

Nearly zero
energy
buildings
al 2021

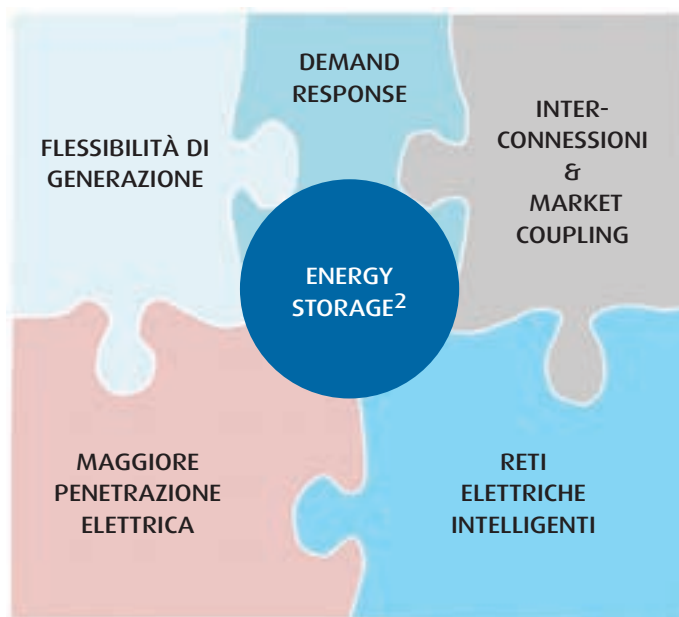
MOBILITÀ ELETTRICA

130.000
unità entro
il 2015

EFFICIENZA ENERGETICA

-17/26%
consumi 2050
vs 2010

... in tutta Europa si riconosce la necessità di un mix di interventi



(1): rispetto ad un'evoluzione inerziale post 2020
Fonti: Strategia Energetica Nazionale, 2013

(2): Electrochemical energy storage

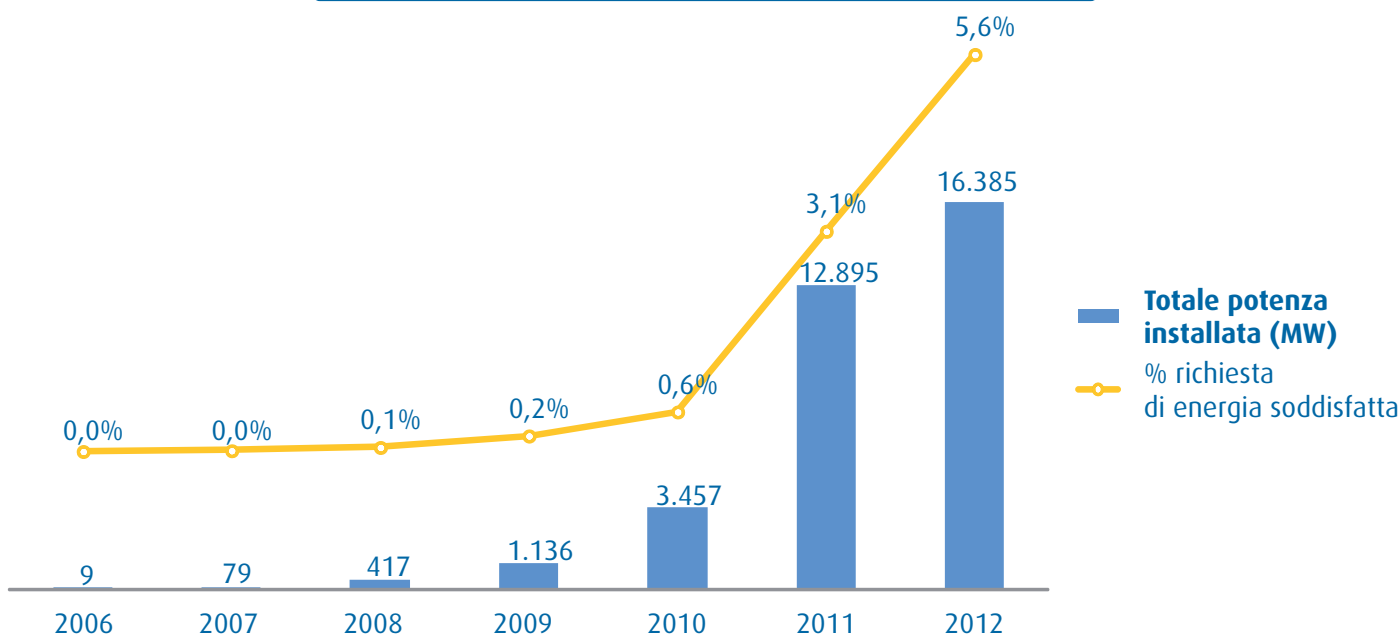
1. IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

CRESCITA DELLE INSTALLAZIONI

A partire dal 2006 è stata incentivata l'installazione di impianti fotovoltaici attraverso appositi schemi incentivanti (Conti Energia), con una forte accelerazione nel periodo 2010 - 2012.

La generazione fotovoltaica è arrivata a coprire il 5,6% della richiesta complessiva di energia.

Andamento della potenza installata



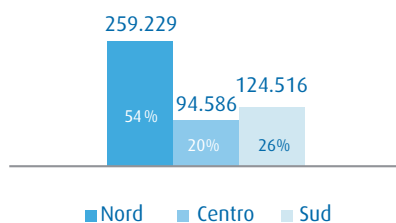
Fonte: elaborazione Bip su dati GSE e Terna

Segmentazione del mercato

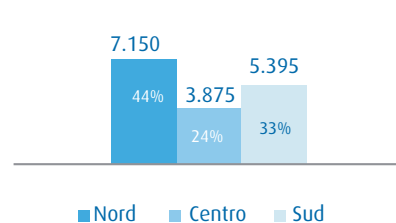
Composizione della potenza installata



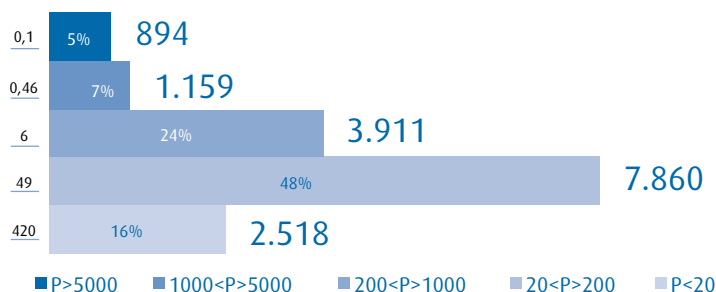
Numero Impianti (478.331)



Potenza Installata (16.420 MW)



Potenza Installata Incentivata (16.420 MW)



Fonte: GSE, dati aggiornati a maggio 2013

Il nord rappresenta l'area con la maggiore presenza di impianti fotovoltaici (54% degli impianti, 44% della potenza installata).

Gli impianti installati di piccole dimensioni (sotto i 20 kW) rappresentano la principale categoria in termini quantitativi (quasi il 90%) ma rappresentano attualmente una quota marginale della potenza installata (16%).

Costo della tecnologia e proiezione dei costi di generazione

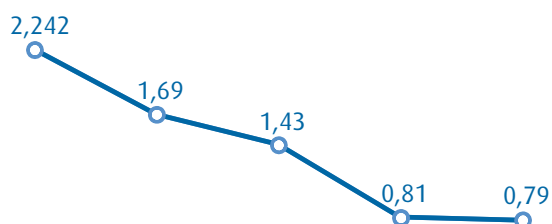
I prezzi dei moduli fotovoltaici sono stati caratterizzati da un forte calo nel corso degli ultimi anni (pari a -65% dal 2009), a seguito degli elevati livelli di installazione.

La discesa dei prezzi della tecnologia ha determinato un forte calo del costo di generazione dell'energia fotovoltaica, che sulla base delle attuali proiezioni raggiungerà la competitività con l'energia acquistata dalla rete nell'arco di pochi mesi, determinando quindi una possibile ulteriore diffusione della tecnologia fotovoltaica.

Andamento di prezzi e costi di generazione

Prezzi moduli silicio policristallino* (EU)

€/W



2009 2010 2011 2012 2013

Costo di generazione energia fotovoltaica

€/MWh



2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020

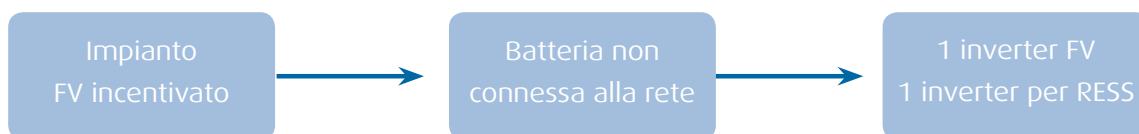
* Dato di inizio anno

Fonte: elaborazione Bip su dati Politecnico di Milano

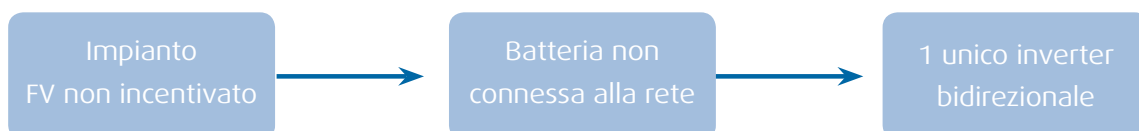
2. SOLUZIONI TECNICHE DI RIFERIMENTO (FV + ESS)

Si sono identificate 2 soluzioni principali per la configurazione della soluzione RESS+FV, distinte per impianto fotovoltaico nuovo o già esistente.

Schema 1: soluzione RESS per impianto FV esistente



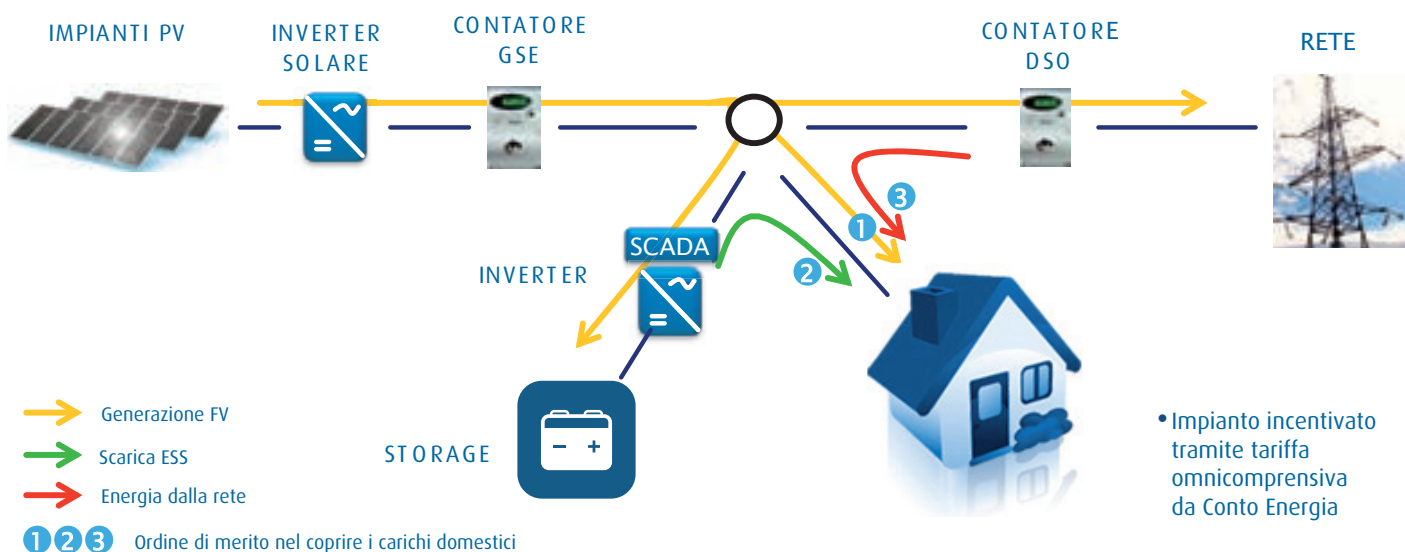
Schema 2: soluzione RESS per impianto FV nuovo



Configurazione 1: RESS su impianto FV esistente e incentivato

Per impianti fotovoltaici esistenti, la soluzione tecnica considerata prevede l'aggiunta del sistema di accumulo con un inverter dedicato a valle del contatore GSE, per evitare frodi.

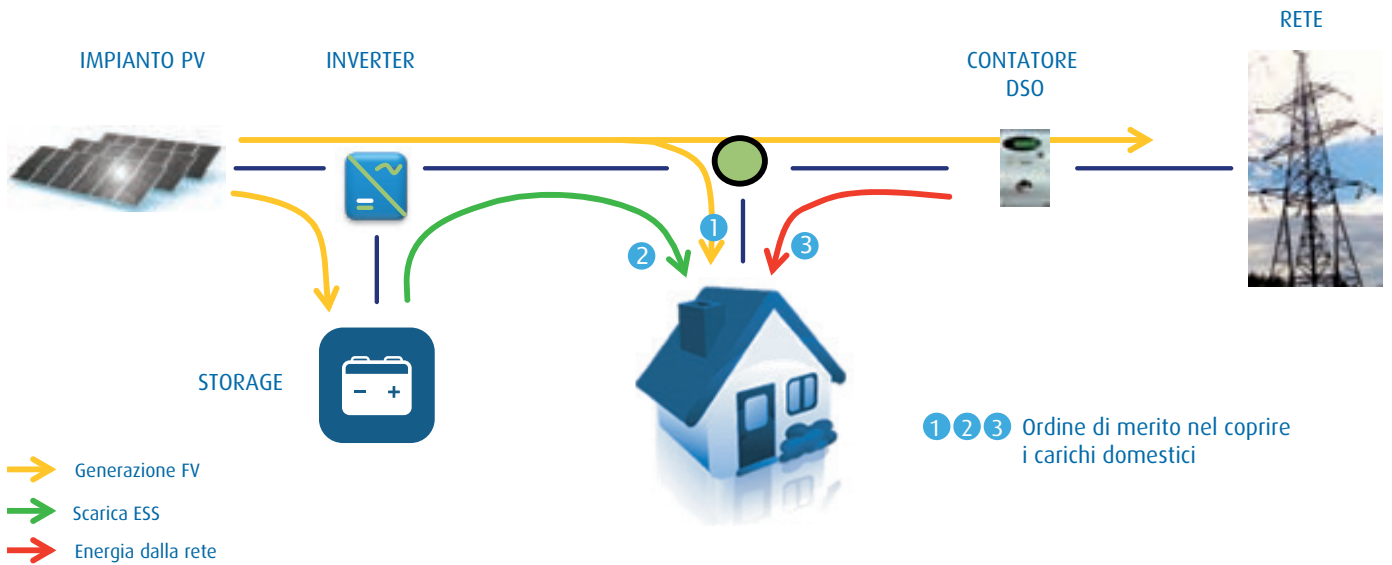
Schema 1: soluzione RESS per impianto FV esistente



Configurazione 2: RESS su impianto FV nuovo non incentivato

Sugli impianti fotovoltaici nuovi, la soluzione tecnica considerata prevede l'installazione di un solo inverter a servizio della batteria e dell'impianto; il contatore DSO sarà bidirezionale.

Schema 2: soluzione RESS¹ per impianto FV nuovo²



(1): Residential Electrochemical Storage System

(2): Il contatore di produzione non è necessario se l'impianto FV ha potenza < 20kW e non è incentivato

3. CONTESTO NORMATIVO

Contesto normativo su fotovoltaico e storage in Italia

Attualmente la normativa non regola direttamente i sistemi di accumulo domestici, ma sta evolvendo nella direzione di attribuire ai produttori rinnovabili parte degli oneri di gestione delle FER.

NORMA	PUNTI SALIENTI
DELIBERAZIONE 5 LUGLIO 2012 281/2012/R/EFR (AEEG)	Possibilità di nuovi oneri per i produttori fotovoltaici residenziali derivanti dall'attribuzione di oneri di sbilanciamento da parte del GSE
DELIBERAZIONE 20 DICEMBRE 2012 570/2012/R/EFR (AEEG)	Possibilità di nuovi oneri per i produttori FV derivanti dalla potenziale abolizione del rimborso degli oneri di sistema anche per piccoli impianti
DECRETO 5 luglio 2012 (Ministero)	Possibilità di prevedere possibili premi/incentivazioni per autoconsumo/indipendenza energetica dell'utente dalla rete
DELIBERE di approvazione dei progetti pilota di Terna (288/12, 43/13, 66/13)	Disponibilità da parte dell'Autorità a incentivare progetti pilota sui sistemi di accumulo
DELIBERAZIONE 8 MARZO 2012 84/2012/R/EEL (AEEG)	Esigenza di migliorare l'infrastruttura di rete del Distributore
NORMA CEI-021 III edizione (AEEG) 1 luglio 2012	Gli impianti di generazione distribuita devono adeguare gli inverter, rendendoli dispositivi sempre più intelligenti
NORMA CEI-016 III edizione (AEEG) 21 dicembre 2012	Gli impianti di generazione distribuita connessi alle reti AT e MT devono dialogare con la rete e preservarne la stabilità
DIRETTIVA 2010/31/UE DEL PARLAMENTO EU E DEL CONSIGLIO	Gli edifici dovranno avere in futuro requisiti di efficienza energetica sempre più stringenti, aumentando la diffusione degli impianti rinnovabili

Oneri di sbilanciamento

NORMA	PUNTI SALIENTI
<p>DELIBERAZIONE 5 LUGLIO 2012 281/2012/R/EFR (AEEG)*</p> <p>* Delibera annullata con sentenza 1613/2013 del 24 giugno 2013 del TAR Lombardia. In data 12 luglio 2013 l'AEEG ha annunciato che presenterà ricorso al Consiglio di Stato avverso la sentenza sopra richiamata del Tar Lombardia.</p>	Revisione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili
	Il mancato rispetto degli impegni fisici (in termini di generazione) determina uno sbilanciamento sul sistema elettrico, che deve essere corretto da Terna mediante risorse acquisite sul MSD (mercato per i Servizi di Dispacciamento)
	I costi per il bilanciamento del sistema vengono sostenuti dai soggetti responsabili, ad eccezione delle fonti rinnovabili non programmabili, per le quali tali costi vengono socializzati. Tale approccio non è cost reflective
	L'assenza di penalizzazioni in caso di sbilanciamento aggrava i problemi derivanti dall'aleatorietà della fonte (sottostima energia da fonti rinnovabili non programmabili, incrementa errore di previsione di Terna), determinando inefficienze su MGP e crescita costi su MSD
	Nel 2013 i costi di sbilanciamento vengono applicati ai soggetti responsabili, con delle franchigie decrescenti (20% dal 1 gennaio, 10% dal 1 luglio)
Nei casi di ritiro dedicato, Cip 6, scambio sul posto e tariffa fissa onnicomprensiva l'utente del dispacciamento è costituito dal GSE.	

Possibilità di nuovi oneri per i produttori fotovoltaici derivanti dall'attribuzione di oneri di sbilanciamento da parte del GSE

Scambio sul posto

NORMA	PUNTI SALIENTI
<p>DELIBERAZIONE 20 DICEMBRE 2012 570/2012/R/EFR (AEEG)</p>	Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013
	Lo scambio sul posto è un servizio erogato dal GSE alternativo alla vendita di energia
	Il GSE eroga all'utente dello scambio sul posto un contributo costituito da due componenti: Valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete Restituzione della parte variabile delle componenti delle tariffe di trasmissione, distribuzione, oneri generali di sistema e corrispettivi di dispacciamento (tale restituzione è riferita alla quantità di energia scambiata, come se tale energia non avesse mai utilizzato la rete elettrica)
	Per l'anno 2013, per gli impianti FV sopra i 20 kW, viene definito un limite massimo di oneri rimborsabili, pari alla tariffa premio dell'autoconsumo (da Quinto Conto Energia)
	La SEN prevede una revisione dello SSP in modo da ampliare l'applicazione, ma anche consentire che i produttori partecipino pienamente ad alcuni dei costi che generano
Lo scambio sul posto è erogato sulla base di un contratto annuale tacitamente rinnovabile; tali condizioni devono essere aggiornate	

Possibilità di nuovi oneri per i produttori fotovoltaici derivanti dalla potenziale abolizione del rimborso degli oneri di sistema anche per piccoli impianti

Incentivazione energia fotovoltaica

NORMA	PUNTI SALIENTI
DECRETO 5 luglio 2012 (Ministero)	Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia)
	Il decreto introduce tariffe premio per il consumo in sito dell'energia prodotta
	Si pone l'attenzione ai dispositivi di accumulo per migliorare la gestione dell'energia prodotta, nonché per immagazzinare la produzione degli impianti nei casi in cui siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza (Art. 11, comma 1, lettera c)
	Si introduce un livello massimo di incentivi erogabili per la fonte fotovoltaica, pari ad ammontare complessivo di 6,7 miliardi



Possibilità di prevedere possibili premi/incentivazioni per autoconsumo/indipendenza energetica dell'utente dalla rete

Incentivazione sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione

NORMA	PUNTI SALIENTI
DELIBERA 12 LUGLIO 2012 288/2012 (AEEG)	Definisce i criteri di selezione dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione dell'energia elettrica ammessi al trattamento incentivante
DELIBERA 07 FEBBRAIO 2013 43/2013 (AEEG)	Ammette al trattamento incentivante di cui al comma 22.5 del TIT due progetti pilota in sistemi di accumulo c.d. "power intensive" inseriti nel Piano di Difesa 2012 di Terna approvato dal MSE
DELIBERA 21 FEBBRAIO 2013 66/2013 (AEEG)	Ammette al trattamento incentivante di cui al comma 22.5 del TIT i sei progetti pilota "energy intensive" inseriti nel Piano di Sviluppo 2011 di Terna approvato dal MSE



Disponibilità da parte dell'Autorità a incentivare progetti pilota sui sistemi di accumulo

Sicurezza sistema elettrico Nazionale – 1/3

NORMA	PUNTI SALIENTI
<p>DELIBERAZIONE 8 MARZO 2012 84/2012/R/EEL (AEEG) “Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale”</p>	<p>In attesa di una infrastruttura di rete del Distributore che implementi la funzione di telescatto dei DDI degli utenti attivi e in conseguenza della crescita della produzione da generazione distribuita (FV). La Guida Tecnica/Allegato A.70 di Terna ha richiesto urgentemente modifiche alla logica di funzionamento delle protezioni di frequenza dei SPI, in ragione di due diversi obiettivi:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Garantire il distacco rapido della generazione in occorrenza di guasti sulla rete a cui è connessa, consentendo il successo delle richiuse automatiche tripolari presenti nelle reti MT ed a beneficio della qualità del servizio; tale risultato è conseguibile con il ricorso a soglie restrittive di frequenza.2. Garantire il mantenimento di connessione della generazione alla rete in caso di variazione lenta della frequenza (variazione che accompagna tipicamente perturbazioni sulla rete AT). Il risultato è conseguibile con il ricorso a soglie permissive di frequenza. <p>La suddetta ha portato ad un aggiornamento delle norme CEI 0-21 (per gli impianti connessi alla rete BT) producendo la II edizione e CEI 0-16 (per gli impianti connessi alla rete MT e AT) con III edizione.</p>



Esigenza di migliorare l'infrastruttura di rete del Distributore

Sicurezza sistema elettrico Nazionale – 2/3

NORMA	PUNTI SALIENTI
<p>NORMA CEI-021 II EDIZIONE (AEEG): “REGOLA TECNICA DI RIFERIMENTO PER LA CONNESSIONE DI UTENTI ATTIVI E PASSIVI ALLA RETE BT DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI” 01-07-2012</p>	<p>La Norma CEI 0-21 ha un forte impatto sul mondo del fotovoltaico, specie per quanto riguarda gli inverter per la connessione alle reti di bassa tensione che dovranno rispondere a dei nuovi e importanti requisiti</p> <p>Tra i principali servizi che dovranno essere forniti dall'inverter si evidenziano:</p> <ul style="list-style-type: none">• Condizioni di connessione, riconnessione ed erogazione graduale della potenza;• Protezione sensibile alla componente continua della corrente per eliminare il trasformatore di isolamento;• Erogazione della potenza reattiva;• Limitazione della potenza attiva iniettata in rete per evitare il distacco del generatore dalla rete o in caso di transitori di frequenza sulla rete di trasmissione;• Insensibilità agli abbassamenti di tensione per evitare che si verifichi l'indebita separazione dalla rete in occasione di buchi di tensione;• Caratteristiche del Sistema di Protezione di Interfaccia, con funzione di protezione massima/minima frequenza, tensione e capacità di ricevere segnali;



Gli impianti di produzione distribuita dovranno adeguare gli inverter, rendendoli dispositivi sempre più intelligenti

Sicurezza sistema elettrico Nazionale – 3/3

NORMA	PUNTI SALIENTI
NORMA CEI-016 III edizione (AEEG): “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica”. 21/12/2012	La Norma: <ul style="list-style-type: none">• tiene conto dell’ innovazioni tecniche con riferimento alla prossima realizzazione delle smart grid e di segnali di comando trasmessi dai Distributori mirati a migliorare la qualità del servizio elettrico reso all’utenza.• ha introdotto per la prima volta lo scambio di segnali tra DSO e GD.• contiene allegati con i principi per un corretto esercizio degli impianti di generazione diffusa, così da migliorare il servizio di trasmissione nazionale dell’energia elettrica.
	Per gli Utenti attivi, ha lo scopo di: <ul style="list-style-type: none">• definire l’avviamento, l’esercizio ed il distacco dell’impianto di produzione;• evitare che gli impianti di produzione possano funzionare in isola su porzioni di reti BT del Distributore;• definire alcune prescrizioni relative agli impianti di produzione funzionanti in servizio isolato sulla rete interna del Produttore. Le suddette prescrizioni non riguardano la connessione dell’impianto di produzione alla rete del Distributore e pertanto non risultano rilevanti ai fini della predetta connessione.



Gli impianti di produzione distribuita dovranno garantire la stabilità e dialogo con la rete

Efficienza energetica degli edifici

NORMA	PUNTI SALIENTI
DIRETTIVA 2010/31/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 19 maggio 2010 sulla prestazione energetica nell’edilizia	La direttiva Europea 31/2010: <ul style="list-style-type: none">• prevede che entro il 31 dicembre 2020 gli edifici di Nuova Costruzione (dal 31 dicembre 2018 per gli Edifici Pubblici) abbiano un’altissima prestazione energetica (“Edifici ad energia quasi zero”, in cui “il fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonte rinnovabile, compresa l’energia da fonte rinnovabile prodotta in loco o nelle vicinanze”).• richiede ai Piani nazionali una progressione graduale dei requisiti minimi di prestazione energetica fino al 2020 (da sottoporre ad analisi costi benefici), tenendo conto delle differenti tipologie di edifici (esistenti, nuovi), con una definizione di limiti intermedi di efficienza energetica almeno al 2015.• definisce l’introduzione di incentivi finanziari per favorire il passaggio a edifici “a energia quasi zero”.• richiede che gli Stati Membri rafforzino il loro ruolo guida nel settore pubblico anche attraverso ristrutturazioni verso i nearly zero energy buildings. <p>La direttiva, inoltre, rafforza il ruolo della certificazione energetica richiedendo che il certificato energetico sia prodotto e consegnato al proprietario e al conduttore in caso di nuove costruzioni, nei trasferimenti immobiliari e nel caso di nuovi contratti di affitto.</p>



Gli edifici dovranno avere in futuro requisiti di efficienza energetica sempre più stringenti



Schemi incentivanti esteri per RESS - Germania - Aspetti principali

Programma 275

- **Descrizione:** Il programma si propone di supportare finanziariamente sistemi di storage residenziali uniti ad impianti fotovoltaici, con un budget di 50 M€ in 2 anni.
- **Schema incentivante:** viene erogato un finanziamento fino al 100% del costo dell'investimento complessivo a tasso agevolato e un rimborso massimo del 30% del costo del RESS.
- **Responsabili:** Banca di Stato KfW e Ministero dell'Ambiente
- **Requisiti:** gli impianti PV dovranno avere taglia massima 30 kW e limitare la potenza immettibile in rete al 60% della potenza di nominale; dovranno inoltre essere dotati di inverter controllabili da remoto e attivabili per servizi di rete.
- **Partecipanti:** privati cittadini, società nazionali e straniere, agricoltori e professionisti; è esclusa la PA.
- **Tempistiche:** lo schema è attivo dal 1° Maggio 2013, nonostante alcune incertezze sulla disponibilità delle risorse.
- **Fondi:** da reperire attraverso il meccanismo ETS.

Energy Storage Funding Initiative

Programma ministeriale per favorire la ricerca sui sistemi di accumulo di tutte le tecnologie (200 M€ elargiti entro il 2014 da 3 ministeri).

Programma 275 – Dettaglio

- Lo schema si compone di un finanziamento a tasso agevolato, erogato dalla banca di stato KfW, e di un rimborso del costo del sistema di accumulo, strutturato come copertura da parte del Ministero dell'Ambiente di una quota del finanziamento*. L'ammontare complessivo dei fondi erogati è di 25 M€ per il 2013 e 25 M€ per il 2014.
- Il prestito può essere richiesto presso una qualunque banca, prima dell'inizio del progetto; copre il 100% dell'investimento e può avere una durata di 5, 10 o 20 anni, con un tasso che varia tra 1,5% e 7% a seconda del merito di credito del richiedente.
- Il rimborso è fissato pari al 30% del costo del sistema di storage, fino ad un massimo di 600 € al kW di potenza dell'impianto PV associato. Per esempio, con un impianto PV di 5 kWp, il rimborso massimo ottenibile è di 3.000 €.
- Lo schema incentivante è esteso anche agli impianti fotovoltaici installati dopo il 31 dicembre 2012, con un rimborso di 660 € per kW di potenza del PV.
- Per essere ammesso allo schema, l'impianto PV deve limitare la potenza immessa in rete al 60% della sua potenza nominale per tutta la vita utile. Il sistema RESS deve avere un minimo di 7 anni di garanzia e non può essere un prototipo; l'inverter deve essere controllabile da remoto: tramite un'interfaccia open source si deve poter riaggiustare il valore di potenza attiva e reattiva in funzione di tensione e frequenza di rete.
- Il programma è entrato in vigore il 1° Maggio 2013, sebbene si temesse di doverlo posticipare per mancanza di risorse. Dal sistema ETS, che dovrebbe finanziare il progetto, si è ottenuto nel 2012, infatti, un gettito inferiore alle previsioni (1 Mld € invece dei 2 attesi).

(*) Se ci si finanzia con fondi propri si deve comunque richiedere un prestito pari all'ammontare del rimborso



Energy Storage Funding Initiative

I Ministeri Federali per l'Economia e la Tecnologia, per l'Ambiente, la conservazione della Natura e la sicurezza Nucleare, e per l'Educazione e la Ricerca hanno avviato nel 2011 un'iniziativa congiunta per promuovere la ricerca e lo sviluppo nel campo delle tecnologie di accumulo energetico.

- Il finanziamento è motivato dalla volontà di accelerare la diffusione dell'energia rinnovabile in Germania, ottimizzandone l'integrazione nel sistema energetico. L'obiettivo è quello di raggiungere una copertura da fonti rinnovabili pari all'80% della domanda elettrica attesa in Germania per il 2050.
- La diffusione delle infrastrutture di accumulo sarà importante nel medio – lungo termine per salvaguardare la sicurezza e l'affidabilità della fornitura elettrica.
- Nella prima fase fino al 2014, i tre ministeri elargiranno un totale di 200 M€ per la "Energy Storage Funding Initiative"; gestiranno il programma congiuntamente, in modo da assicurare che il supporto sia fornito in modo mirato ed efficiente. Il target è rappresentato da progetti di ricerca finalizzati a sviluppare un ampio spettro di tecnologie di accumulo per elettricità, calore e altre forme di energia.
- Secondo uno studio del Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, accumulare in batterie l'energia in eccesso permetterebbe di ridurre i picchi nella generazione elettrica del 40% e di ridurre la capacità richiesta alla rete del 66%.

Schemi incentivanti esteri per RESS – USA (California)

Aspetti principali



Schema incentivante SGIP

- **Descrizione:** il programma si propone di finanziare molte tecnologie capaci di ridurre le emissioni climalteranti e tra queste è incluso l'accumulo; Il budget 2011-2014 è di 77,2 M\$.
- **Schema incentivante:** incentivo allo storage proporzionale alla capacità installata di importo pari a 1,8 \$/W; il destinatario può accedere anche all'esenzione fiscale del 30%*, ma deve sostenere almeno il 40% dell'investimento.
- **Responsabili:** i fondi sono dati in gestione ai 4 distributori locali.
- **Requisiti:** non esiste un limite alla taglia dei progetti da presentare (ma si finanziano al massimo i primi 3 MW), ma devono avere un livello di emissioni inferiore a 379 Kg CO₂ / MWh; la batteria deve garantire un'efficienza del 63,5% e una durata di scarica minima di 2 ore.
- **Partecipanti:** tutti i clienti di qualunque tipo dei distributori considerati e le municipalità servite da questi.
- **Tempistiche:** l'incentivo attuale è in vigore da Gennaio 2013 e continuerà fino al 2016, con una riduzione annuale del 10%.
- **Fondi:** lo stanziamento dei fondi è stato approvato dall'Autorità dell'energia californiana (CPUC, California Public Utilities Commission) (fondi reperiti in bolletta).

(*) Lo Storage Act del 2010 ha introdotto a livello nazionale un credito fiscale del 20% per gli investimenti in ESS a livello di rete e del 30% per quelli presso utenze commerciali o domestiche; una nuova versione è in via di approvazione.

AB 2514

Approvata nel 2010, questa norma impone alla CPUC di fissare dei target per le utilities (al 2015 e 2020) di installazione di ESS.

Self Generation Incentive Program (SGIP) – Dettaglio

- È un meccanismo incentivante introdotto in California nel 2001 per sopperire alla carenza di potenza di generazione, stimolando l'autogenerazione. Nel 2011 è stata modificata la finalità del programma, ora destinato a ridurre le emissioni climalteranti installando delle nuove tecnologie innovative oltre il contatore.
- Le tecnologie considerate sono suddivise in 2 categorie: Renewable and emerging technologies (75% del budget) e Non-renewable fueled Conventional CHP projects (25% del budget). Gli Advanced Energy Storage (AES) sono inclusi nella prima categoria.
- I fondi stanziati per il periodo 2011-2014 (77,2 M\$) sono forniti a 4 società di distribuzione californiane: Pacific Gas & Electric (PG&E, 33,5 M\$), Southern California Edison (SCE, 26,0 M\$), Southern California Gas (SoCalGas 7,4 M\$), San Diego Gas & Electric (SDG&E, 10,2 M\$); quest'ultima viene sostituita nella gestione dal California Center for Sustainable Energy (CCSE).
- I progetti sono finanziati tramite un incentivo sulla capacità installata (per lo storage pari a 1,8 \$/W), maggiorabile del 20% se l'impianto è acquistato da un fornitore californiano. L'importo massimo erogabile per un singolo progetto è di 5 M\$. Per i richiedenti è possibile accedere anche allo sgravio fiscale fino al 30% dell'investimento.
- L'assegnazione dei fondi avviene sequenzialmente fino ad esaurimento. La richiesta può essere presentata non appena il sistema è installato e il finanziamento viene erogato circa 30 giorni dopo l'esito positivo del sopralluogo.
- Ai sistemi di storage sono richiesti requisiti specifici per aver diritto agli incentivi: devono essere in grado di fornire energia alla potenza di targa per almeno 2 ore e scaricarsi completamente almeno una volta al giorno; se legati a impianti eolici, devono sopportare centinaia di cicli parziali al giorno.
- L'efficienza del ciclo di carica scarica non deve essere inferiore a 63,5%.

- Gli AES possono essere installati stand-alone oppure legati a impianti fotovoltaici o a qualunque altra tecnologia di generazione sostenuta dal programma SGIP. Essi devono essere installati in parallelo con la rete, per cui possono caricarsi o con la rete o con un impianto associato e scaricare l'energia per coprire i carichi.
- Nel caso di applicazione stand alone, la regolamentazione suggerisce di dimensionare il sistema di accumulo sulla base del picco di consumo nell'anno precedente da parte dell'utenza. Nel caso il sistema sia legato ad un generatore, la dimensione non deve essere superiore a quella dell'impianto associato.
- Non si pone alcun limite alla taglia degli impianti incentivabili, sebbene solamente per quelli sotto 1 MW si fornisce il valore pieno della tariffa, mentre questa viene ridotta al 50% tra 1 e 2 MW e al 25% tra 2 e 3 MW, mentre non si fornisce alcun incentivo per la potenza oltre i 3 MW.
- Solamente per potenze inferiori a 30 kW viene erogato immediatamente tutto l'incentivo, mentre, per potenze superiori, il 50% è legato a dei KPI sul funzionamento.

4. APPLICAZIONE PRESSO UTENZE DOMESTICHE E PICCOLO TERZIARIO

Questo capitolo simula l'applicazione di un sistema di accumulo integrato ad un impianto fotovoltaico in un contesto domestico e in un piccolo commerciale, valutandone il beneficio annuale per l'utilizzatore.

Sono stati elaborati diversi business case, distinguendo:

- **Utente domestico e utente piccolo commerciale**
- **Zona geografica** (Nord, Centro, Sud), con differenti profili di generazione e consumo.
- **Tipologia di impianto FV:** già esistente e incentivato, oppure nuovo e non incentivato.
- **Benefici** attribuibili al FV e benefici generati dal sistema di accumulo.

La simulazione effettuata definisce il funzionamento del sistema integrato su un orizzonte annuale, con granularità oraria; questo permette di ottenere utili indicazioni sul funzionamento richiesto alla batteria in termini di frequenza di utilizzo e profondità di scarica.

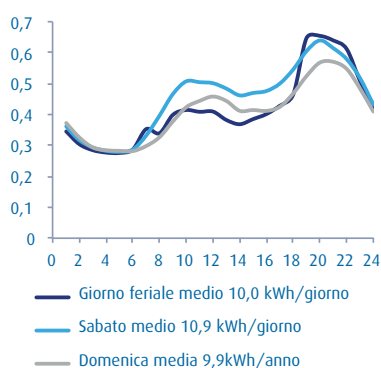
Come output dell'analisi, si ottiene una stima dei benefici annui ottenibili per l'utente, in termini di ricavo dalla vendita dell'energia e riduzione della bolletta, e una valutazione del nuovo profilo di interazione con la rete (energia prelevata, ore di indipendenza).

Modellizzazione dei profili di consumo domestici

Nella realizzazione dei business case vengono considerati profili di utenza caratterizzati da consumi medi (fascia di consumo compreso tra 2.640 e 4.400 kWh annui).

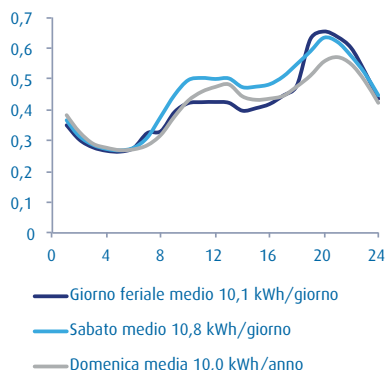
Vengono considerati profili di consumo differenziati per gli utenti delle aree Nord, Centro e Sud, in quanto caratterizzati da diverse esigenze/preferenze e quindi diverse tipologie di profili di carico.

Profilo medio area Nord
Consumo medio 2012 [kW]



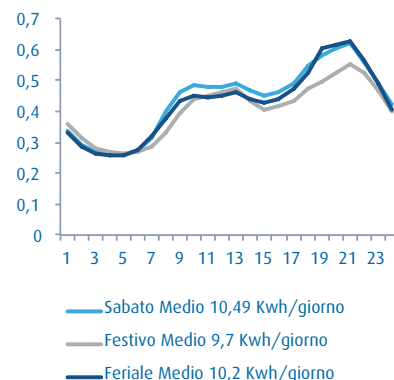
Totale utente Nord:
3.702 kWh/anno

Profilo medio area Centro
Consumo medio 2012 [kW]



Totale utente Centro:
3.728 kWh/anno

Profilo medio area Sud
Consumo medio 2012 [kW]



Totale utente Sud:
3.724 kWh/anno

Profili di generazione

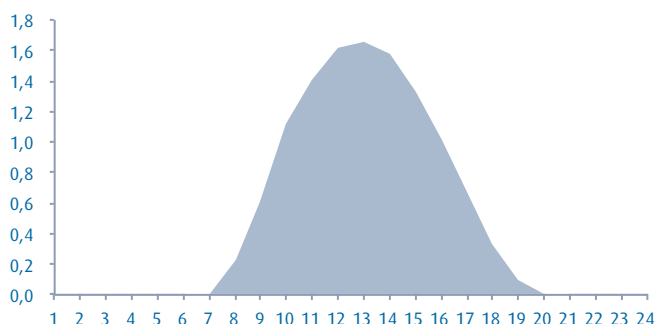
Il profilo di generazione è stato costruito considerando tre impianti campione collocati nelle seguenti città: Nord (Milano), Centro (Foligno), Sud (Reggio Calabria).

L'impianto FV è stato dimensionato sulla base del profilo del consumo medio (l'impianto viene quindi dimensionato in modo da generare l'energia consumata dall'utente nel corso dell'anno).

Impianti Fotovoltaici

Profilo di generazione

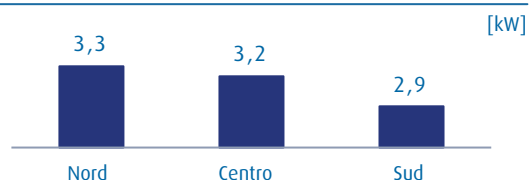
Profilo medio zona Sud – Reggio Calabria [kW]



Zone considerate	Generazione [kWh/anno]	Ore equivalenti
Zona Nord	4.267	1.293
Zona Centro	4.342	1.357
Zona Sud	4.266	1.471



Taglia FV



Assunzioni business case utente

La scelta di mantenere una posizione neutrale rispetto alla tecnologia per l'elaborazione del business case ha imposto i seguenti vincoli:

- Il business case fa riferimento all'anno tipo di funzionamento (non all'intero ciclo di vita)
- Non si considera l'investimento iniziale
- Non si considerano costi di manutenzione

La batteria viene caricata durante il giorno, fino al 100%, e scaricata non appena vi è richiesta di energia, fino allo 0% (compatibilmente con la disponibilità di generazione e di domanda di energia da parte dell'utente).

Il sistema di accumulo non interagisce direttamente con la rete (non si carica e non scarica energia in rete).




Si assume un rendimento della batteria pari all'80% in scarica.

L'impianto FV è stato dimensionato sulla base del profilo del consumo medio.


La taglia del sistema di accumulo è stata scelta per ottimizzare l'autoconsumo.

Sintesi dei business case utente

Il sistema di accumulo porta a un miglioramento del bilancio annuo per l'utente finale, rispetto al caso di solo FV, di circa 170 € nel caso di impianto non incentivato e di circa 150 € nel caso di FV incentivato, con limitata differenziazione tra le zone considerate (beneficio compreso tra 21 e 24 €/kWh installato). Il beneficio derivante dalla miglior insolazione delle zone Centro e Sud si manifesta nell'installazione di impianti di dimensioni più contenute per il soddisfacimento energetico dell'utenza. Il caso di impianto incentivato tramite IV conto energia presenterebbe un ritorno economico per l'utente coincidente al caso di FV non incentivato, dato che il RESS non modifica l'incentivo incassato.

Zone considerate		Configurazioni considerate	
		A Impianto fotovoltaico nuovo non incentivato	B Impianto fotovoltaico esistente e incentivato
	Zona Nord	• Bilancio anno: 166,7 €	• Bilancio anno: 146,8 €
	Zona Centro	• Bilancio anno: 171,2 €	• Bilancio anno: 150,1 €
	Zona Sud	• Bilancio anno: 169,0 €	• Bilancio anno: 155,1 €

Sintesi dei business case utente - zona Nord

Configurazioni considerate				
A Impianto fotovoltaico nuovo non incentivato			B Impianto fotovoltaico esistente e incentivato	
A1 Caso AS-IS Abitazione senza impianti installati	A2 Caso TO-BE 1 Abitazione con impianto FV	A3 Caso TO-BE 2 Abitazione con impianto FV e RESS	B1 Caso AS-IS Abitazione con impianto FV	B2 Caso TO-BE Abitazione con FV e RESS
				
• Ricavo da vendita energia: 0 €	• Ricavo da vendita energia: 209,5 €	• Ricavo da vendita energia: 94,0 €	• Ricavo da vendita energia: 564,4 €	• Ricavo da vendita energia: 240,5 €
• Costo bolletta: 872,8 €	• Costo bolletta: 407,4 €	• Costo bolletta: 125,0 €	• Premio autoconsumo: 158,2 €	• Premio autoconsumo: 346,6 €
• Costo bolletta: 872,8 €	• Costo bolletta: 407,4 €	• Costo bolletta: 125,0 €	• Costo bolletta: 407,4 €	• Costo bolletta: 125,0 €
• Bilancio anno: -872,8 €	• Bilancio anno: -197,8 €	• Bilancio anno: -31,1 €	• Bilancio anno: 315,2 €	• Bilancio anno: 462,0 €

L'installazione di un RESS permette un risparmio annuale per l'utente finale di **841,7 €** rispetto al caso senza alcun impianto, mentre di **166,7 €** rispetto al caso con solo FV

L'installazione di un RESS su abitazione con impianto esistente e incentivato porta ad una ricavo annuo di **146,8 €** per l'utente

Zona Nord - Dati input modello

Utenza domestica

Potenza impegnata: 3 [kW]
 Fascia consumo: 2.641 a 4.400 [kWh]
 Consumo Medio: 3.702 [kWh]
 Costo bolletta biorario (netto d'imposte): F1:0,244 [€/kWh] F2/F3:0,231 [€/kWh]



Impianto FV

Potenza installata: 3,3 [kWp]
 Generazione FV: 4.267 [kWh/anno]
 Prezzo energia PUN (fonte GME)
 Costo bolletta biorario: F1:0,187 [€/kWh] F2/F3:0,175 [€/kWh]
 Schema incentivante considerato: V conto energia (*)



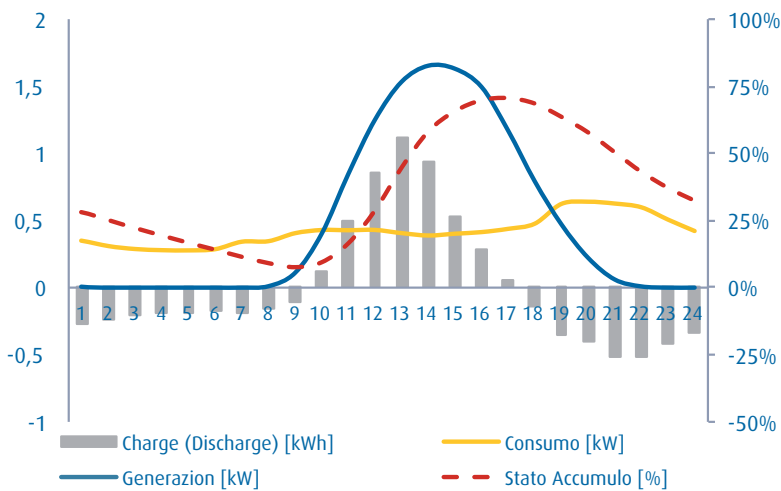
RESS

Capacità utile: 7 [kWh]
 Rendimento medio in discharge: 80%
 DOD: [100% - 0%]
 Costo bolletta biorario: F1:0,137 [€/kWh] F2/F3:0,125 [€/kWh]

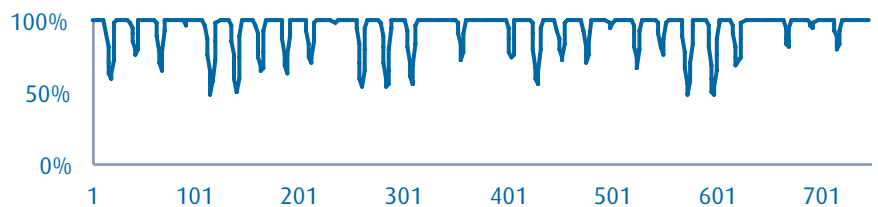


Note: (*) Da considerare solo nella configurazione con incentivi

Profilo FV con RESS

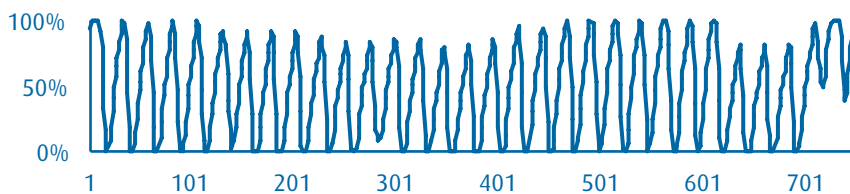


Profilo mensile RESS -Dicembre [DOD (Depth of Discharge) vs h]



Profilo mensile RESS - Agosto

[DOD (Depth of Discharge) vs h]

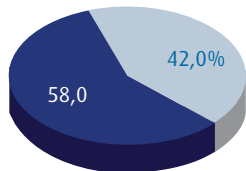


Zona Nord - Risultati

Il Business case dimostra che l'installazione del sistema di accumulo incrementa i benefici dell'utente di circa l'84,3% nella configurazione senza incentivi e il 46,6% nella configurazione con incentivi.

Interazione con la rete

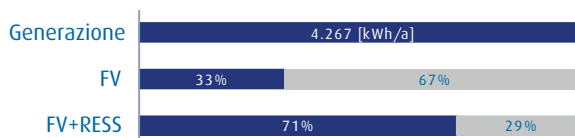
Il sistema RESS consente all'utenza residenziale una totale indipendenza dalla rete per circa il 58% dell'anno



■ Interazione rete ■ Indipendenza rete

Autoconsumo

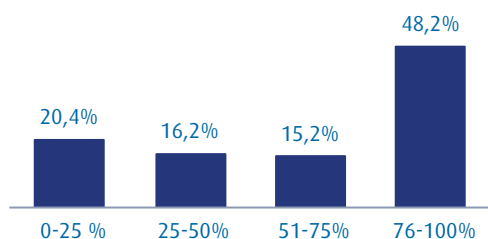
La quota di autoconsumo si incrementa dal 33% al 71% con l'installazione del RESS



■ Autoconsumo ■ Immissione in rete

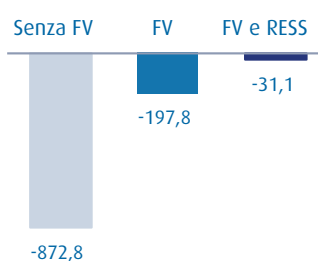
Depth of Discharge (DOD)

Il sistema RESS per il 48,2% dell'anno lavora con profondità di scarica superiori al 76%

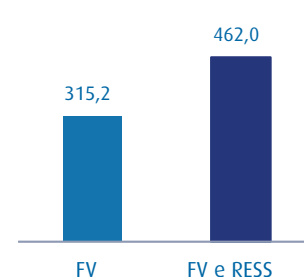


Economics - Bilancio annuo utenza (€)

Nuovo-Senza incentivi



Esistente -con incentivi



Sintesi dei business case utente - zona Centro

Configurazioni considerate

A

Impianto fotovoltaico nuovo non incentivato

A1

Caso AS-IS
Abitazione senza
impianti installati



- Ricavo da vendita energia: 0 €
- Costo bolletta: 879,9 €
- Bilancio anno: -879,9 €

A2

Caso TO-BE 1
Abitazione con
impianto FV



- Ricavo da vendita energia: 210,2 €
- Costo bolletta: 408,4 €
- Bilancio anno: 198,2 €

A3

Caso TO-BE 2
Abitazione con
impianto FV e RESS



- Ricavo da vendita energia: 83,9 €
- Costo bolletta: 110,9 €
- Bilancio anno: -26,9 €

B

Impianto fotovoltaico esistente e incentivato

B1

Caso AS-IS
Abitazione con
impianto FV



- Ricavo da vendita energia: 575,3 €
- Premio autoconsumo: 160,7 €
- Costo bolletta: 408,4 €
- Bilancio anno: 327,7 €

B2

Caso TO-BE
Abitazione con FV e
RESS



- Ricavo da vendita energia: 223,0 €
- Premio autoconsumo: 365,7 €
- Costo bolletta: 110,9 €
- Bilancio anno: 477,8 €

L'installazione di un RESS permette un risparmio annuale per l'utente finale di **853,0 €** rispetto al caso senza alcun impianto, mentre di **171,2 €** rispetto al caso con solo FV.

L'installazione di un RESS su abitazione con impianto esistente e incentivato porta ad un guadagno annuale di **150,1 €** per l'utente.

Zona Centro – Dati input modello

Utenza Domestica

Potenza impegnata 3 [kW]
 Fascia consumo: 2.641 a 4.400 [kWh]
 Consumo Medio: 3.728 [kWh]
 Costo bolletta biorario (netto d'imposte): F1:0,244 [€/kWh]
 F3:0,231 [€/kWh]



Impianto FV

Potenza installata: 3,2 [kWp]
 Generazione FV: 4.343 [kWh/anno]
 Prezzo energia PUN (fonte GME)
 Costo bolletta biorario: F1:0,187 [€/kWh] F2/F3:0,175 [€/kWh]
 Schema incentivante considerato: V conto energia (*)



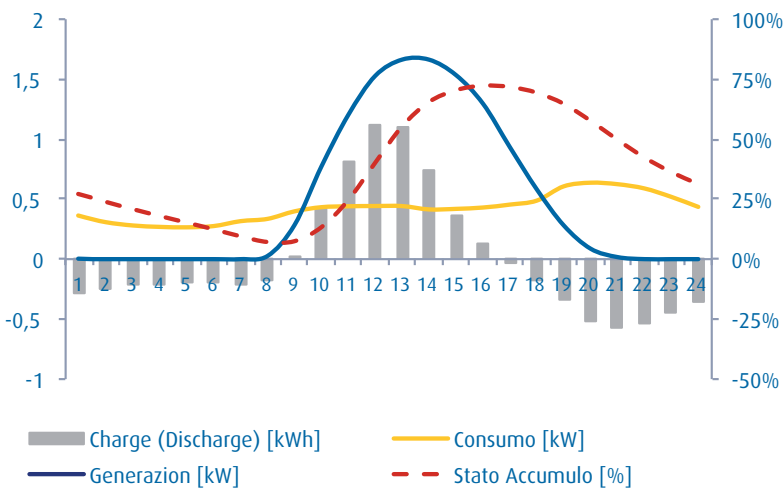
RESS

Capacità utile: 7,2 [kWh]
 Rendimento medio in discharge: 80%
 DOD: [100% - 0%]
 Costo bolletta biorario: F1:0,137 [€/kWh] F2/F3:0,125 [€/kWh]

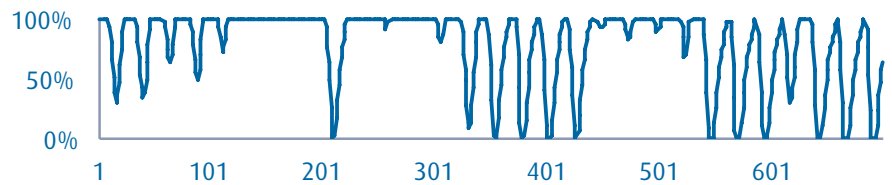


Note: (*) Da considerare solo nella configurazione con incentivi

Profilo FV con RESS

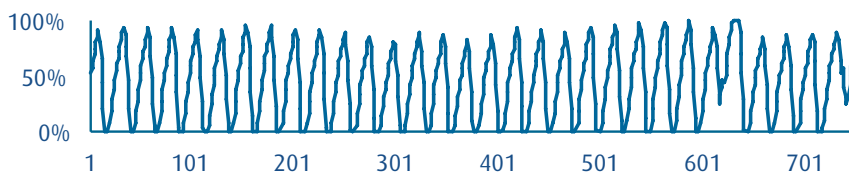


Profilo mensile RESS -Dicembre [DOD (Depth of Discharge) vs h]



Profilo mensile RESS - Agosto

[DOD (Depth of Discharge) vs h]

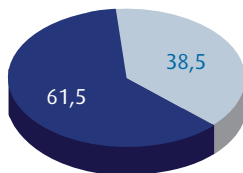


Zona Centro – Risultati

Il Business case dimostra che l'installazione del sistema di accumulo incrementa i benefici dell'utente di circa l'86,4% nella configurazione senza incentivi e il 45,8% nella configurazione con incentivi.

Interazione con la rete

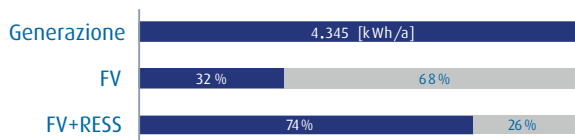
Il sistema RESS consente all'utenza residenziale una totale indipendenza dalla rete per circa il 61,5% dell'anno



■ Interazione rete ■ Indipendenza rete

Autoconsumo

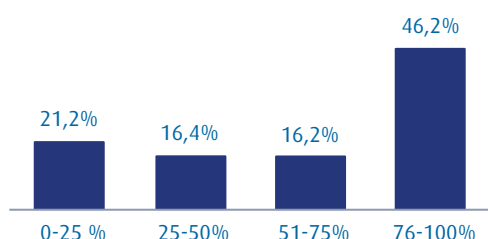
La quota di autoconsumo si incrementa dal 32% al 74% con l'installazione del RESS



■ Autoconsumo ■ Immissione in rete

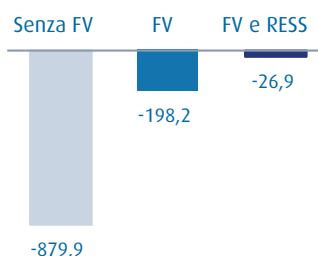
Depth of Discharge (DOD)

Il sistema RESS per il 46,2% dell'anno lavora con profondità di scarica superiori al 76%

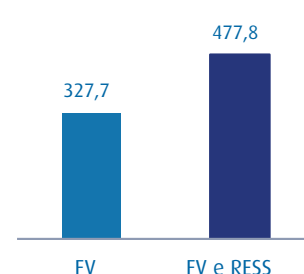


Economics – Bilancio annuo utenza (€)

Nuovo-Senza incentivi



Esistente -con incentivi



Sintesi dei business case utente - zona Sud

Configurazioni considerate

A

Impianto fotovoltaico nuovo non incentivato

A1

Caso AS-IS
Abitazione senza
impianti installati



- Ricavo da vendita energia: 0 €
- Costo bolletta: 880,0 €
- Bilancio anno: -880,0 €

A2

Caso TO-BE 1
Abitazione con
impianto FV



- Ricavo da vendita energia: 210,8 €
- Costo bolletta: 418,7 €
- Bilancio anno: -208,0 €

A3

Caso TO-BE 2
Abitazione con
impianto FV e RESS



- Ricavo da vendita energia: 71,0 €
- Costo bolletta: 110,1 €
- Bilancio anno: -39,0 €

B

Impianto fotovoltaico esistente e incentivato

B1

Caso AS-IS
Abitazione con
impianto FV



- Ricavo da vendita energia: 606,9 €
- Premio autoconsumo: 170,1 €
- Costo bolletta: 418,7 €
- Bilancio anno: 358,2 €

B2

Caso TO-BE
Abitazione con FV e
RESS



- Ricavo da vendita energia: 217,4 €
- Premio autoconsumo: 406,0 €
- Costo bolletta: 110,0 €
- Bilancio anno: 513,3 €

L'installazione di un RESS permette un risparmio annuale per l'utente finale di **841,0 €** rispetto al caso senza alcun impianto, mentre di **169,0 €** rispetto al caso con solo FV

L'installazione di un RESS su abitazione con impianto esistente e incentivato porta ad un guadagno annuale di **155,1 €** per l'utente

Zona Sud – Dati input modello

Utenza Domestica

Potenza impegnata: 3 [kW]
 Fascia consumo: 2.641 a 4.400 [kWh]
 Consumo Medio: 3.724 [kWh]
 Costo bolletta biorario (netto d'imposte): F1:0,244 [€/kWh]
 F3:0,231 [€/kWh]



Impianto FV

Potenza installata: 2,9 [kWp]
 Generazione FV: 4.266 [kWh/anno]
 Prezzo energia PUN (fonte GME)
 Costo bolletta biorario: F1:0,187 [€/kWh] F2/F3:0,175 [€/kWh]
 Schema incentivante considerato: V conto energia (*)



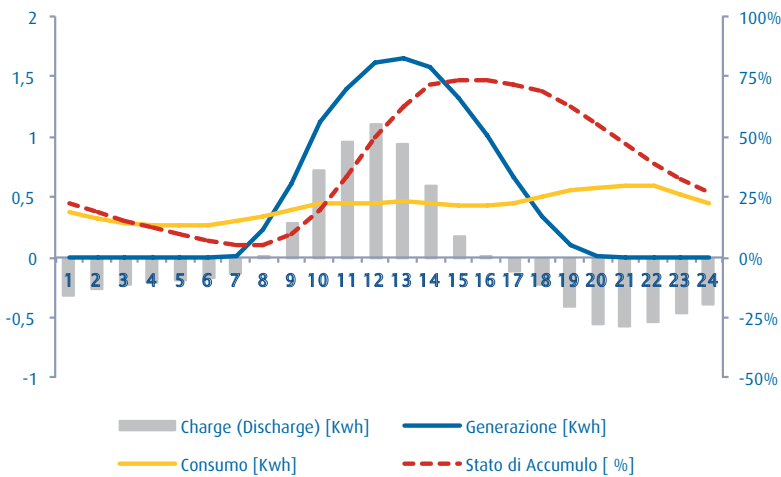
RESS

Capacità utile: 7,0 [kWh]
 Rendimento medio in discharge: 80%
 DOD: [100% - 0%]
 Costo bolletta biorario: F1:0,137 [€/kWh] F2/F3:0,125 [€/kWh]

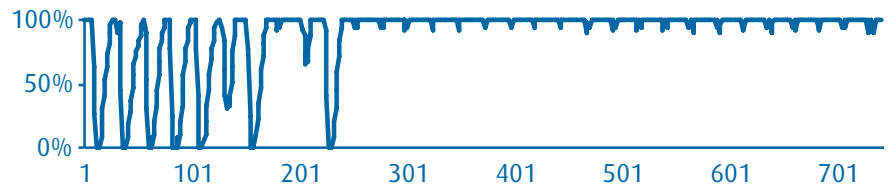


Note: (*) Da considerare solo nella configurazione con incentivi

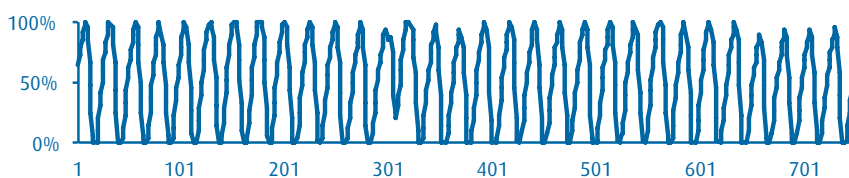
Profilo FV con RESS



Profilo mensile RESS -Dicembre [DOD (Depth of Discharge) vs h]



Profilo mensile RESS - Agosto [DOD (Depth of Discharge) vs h]

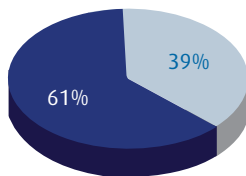


Zona Sud – Risultati

Il Business case dimostra che l'installazione del sistema di accumulo incrementa i benefici dell'utente di circa l'81% nella configurazione senza incentivi e il 43% nella configurazione con incentivi.

Interazione con la rete

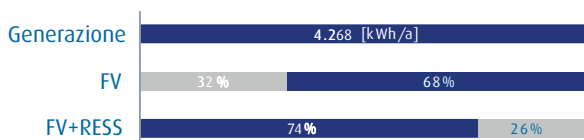
Il sistema RESS consente all'utenza residenziale una totale indipendenza dalla rete per circa il 61% dell'anno



■ Interazione rete ■ Indipendenza rete

Autoconsumo

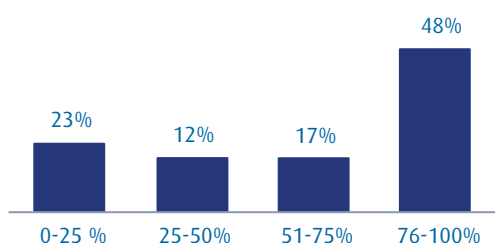
La quota di autoconsumo si incrementa dal 32% al 76% con l'installazione del RESS



■ Autoconsumo ■ Immissione in rete

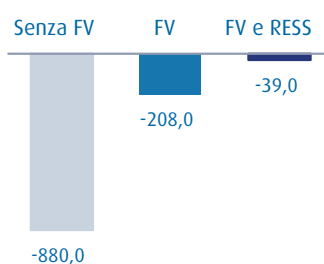
Depth of Discharge (DOD)

Il sistema RESS per il 48% dell'anno lavora con profondità di scarica superiori al 76%

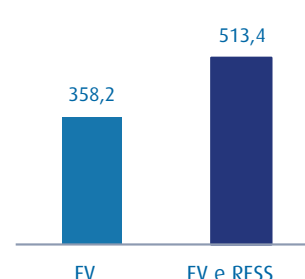


Economics – Bilancio annuo utenza (€)

Nuovo - Senza incentivi






Esistente - con incentivi



Business case utente – Confronto conti energia (IV vs V)

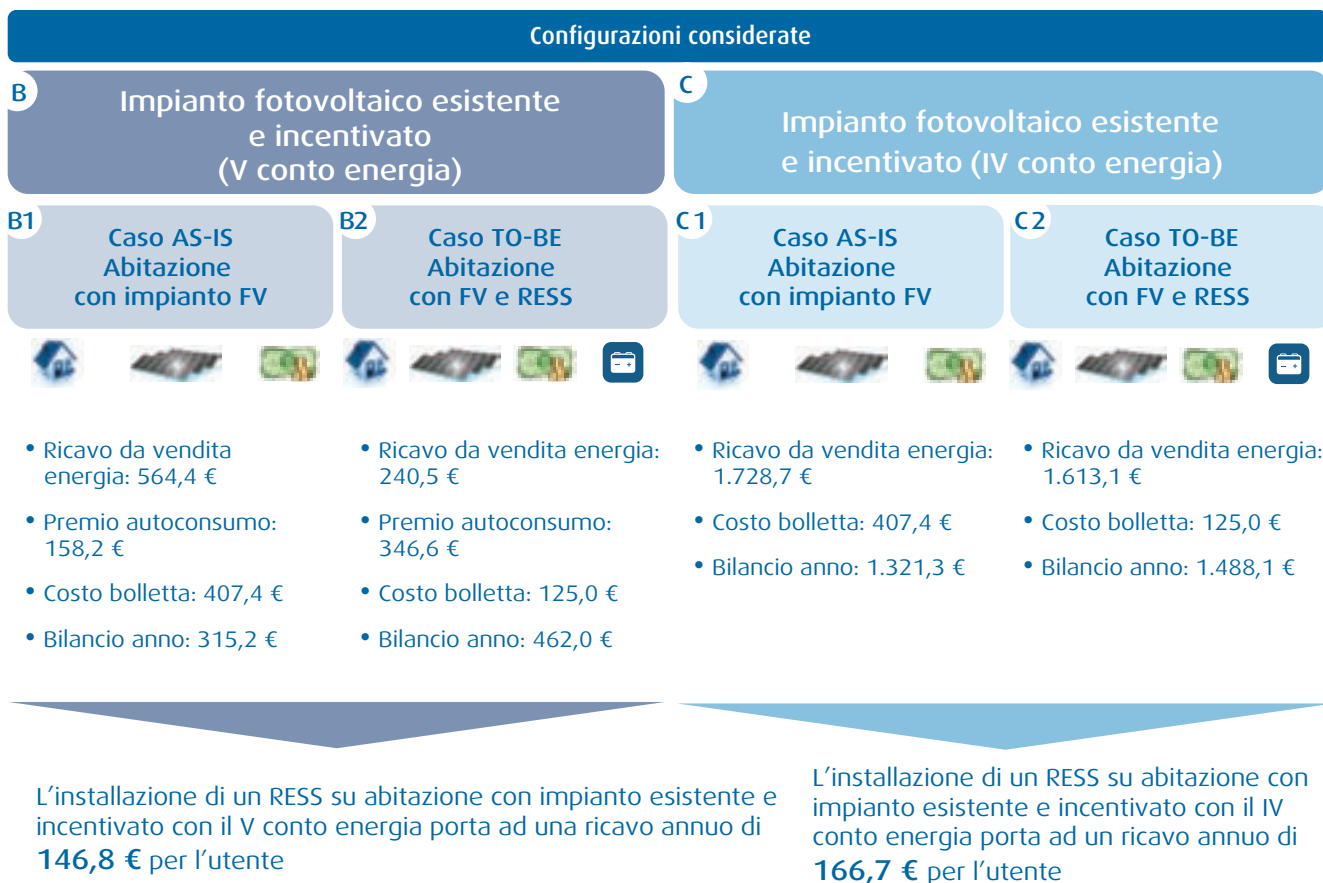
In tutte le zone considerate, l'installazione di un RESS su un impianto incentivato sia con le tariffe del V conto energia che con le tariffe del IV conto permette di migliorare il bilancio annuo dell'utente.

La differenza fra i due conti energia è dovuta alla modalità di valorizzare l'energia autoconsumata. Nel caso del V conto energia con la tariffa premio sull'autoconsumo mentre nel IV conto attraverso il feed-in premium su tutta la generazione FV*.

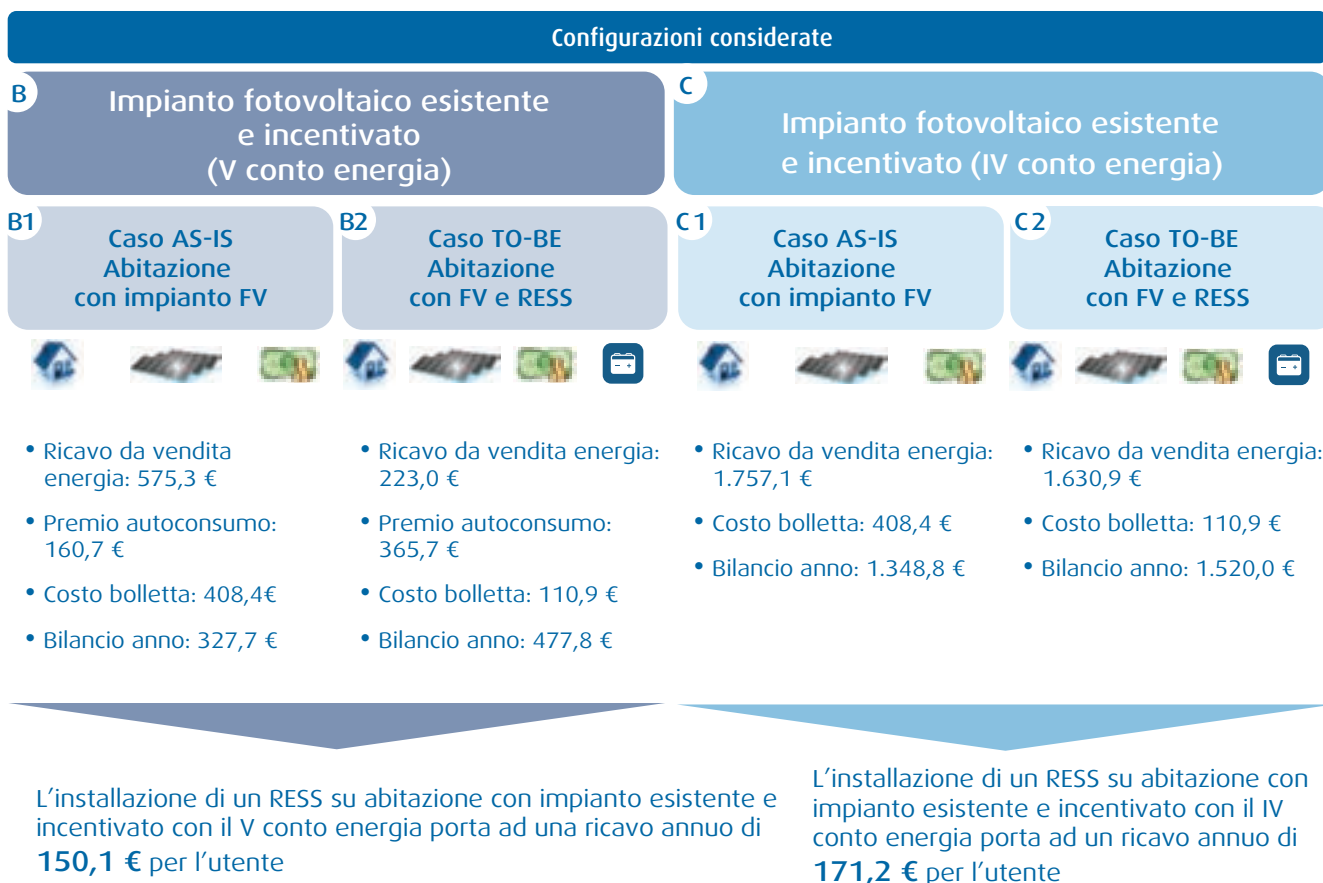
Zone considerate	Configurazioni considerate	
	B Impianto fotovoltaico esistente e incentivato (V conto energia)	C Impianto fotovoltaico esistente e incentivato (IV conto energia)
 Zona Nord	• Bilancio anno: 146,8 €	• Bilancio anno: 166,7 €
 Zona Centro	• Bilancio anno: 150,1 €	• Bilancio anno: 171,2 €
 Zona Sud	• Bilancio anno: 155,2 €	• Bilancio anno: 169,0 €

(*): I due risultati coinciderebbero se il valore implicito del PUN nel V conto (82 €/MWh) coincidesse col valore reale usato nel IV conto (che invece risulta inferiore)

Confronto conti energia (IV vs V) - zona Nord



Confronto conti energia (IV vs V) - zona Centro



Confronto conti energia (IV vs V) - zona Sud

Configurazioni considerate

B Impianto fotovoltaico esistente e incentivato (V conto energia)

C Impianto fotovoltaico esistente e incentivato (IV conto energia)

B1 Caso AS-IS Abitazione con impianto FV

B2 Caso TO-BE Abitazione con FV e RESS

C1 Caso AS-IS Abitazione con impianto FV

C2 Caso TO-BE Abitazione con FV e RESS



- Ricavo da vendita energia: 606,9 €
- Premio autoconsumo: 170,1 €
- Costo bolletta: 418,8€
- Bilancio anno: 352,2 €

- Ricavo da vendita energia: 217,4 €
- Premio autoconsumo: 406,1 €
- Costo bolletta: 110,1 €
- Bilancio anno: 513,4 €

- Ricavo da vendita energia: 1862,5 €
- Costo bolletta: 418,8 €
- Bilancio anno: 1.443,7 €

- Ricavo da vendita energia: 1.722,7 €
- Costo bolletta: 110,1 €
- Bilancio anno: 1.612,7 €

L'installazione di un RESS su abitazione con impianto esistente e incentivato con il V conto energia porta ad una ricavo annuo di **155,2 €** per l'utente

L'installazione di un RESS su abitazione con impianto esistente e incentivato con il IV conto energia porta ad un ricavo annuo di **169,0 €** per l'utente

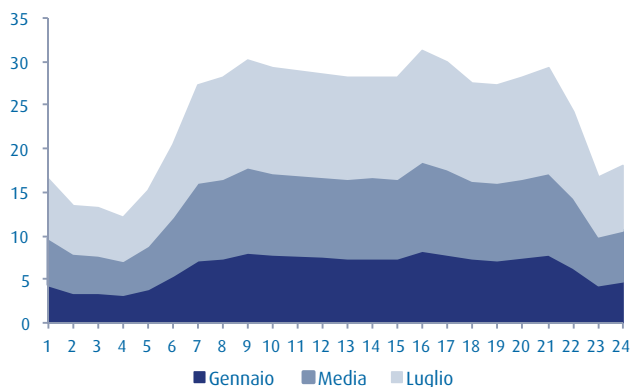
Modellizzazione dei profili di consumo Piccolo Commerciale

Nella realizzazione dei business case Piccolo Commerciale vengono considerati profili di utenza caratterizzati da consumi medi 65.000- 70.000 [kWh/anno]. Il profilo di generazione è stato costruito considerando gli stessi impianti campione considerati nel caso BC utente. L'impianto FV è stato dimensionato sulla base del profilo del consumo medio.

Piccolo Commerciale *

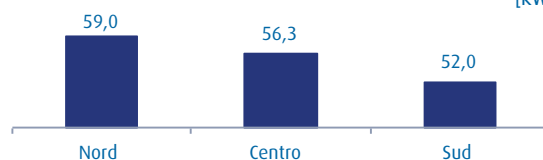
Curva di carico

Profilo di consumo medio - Milano [kW]



Zone considerate	Generazione [kWh/anno]	Ore equivalenti
Zona Nord	76.293	1.293
Zona Centro	76.450	1.358
Zona Sud	76.528	1.472






Taglia FV [kW]



(*): come riferimento di piccolo commerciale si è assunto un supermercato di piccole dimensioni




Sintesi dei business case Piccolo Commerciale

Il sistema di accumulo porta a un miglioramento del bilancio annuo per il piccolo commerciale* per un valore superiore a 1.400 €, rispetto al caso con PV già installato, e di 9.500 € rispetto al caso senza impianti.

Zone considerate		Configurazioni considerate	
		A Installazione RESS su esercizio con FV	B Installazione FV e RESS su esercizio senza impianti
	Zona Nord	 •Bilancio anno: 1.427 €	 •Bilancio anno: 9.585 €
	Zona Centro	•Bilancio anno: 1.503 €	•Bilancio anno: 9.578 €
	Zona Sud	•Bilancio anno: 1.482 €	•Bilancio anno: 9.502 €

(*): come riferimento di piccolo commerciale si è assunto un supermercato di piccole dimensioni

Sintesi business case Piccolo Commerciale - zona Nord

Configurazioni considerate		
A Impianto fotovoltaico nuovo non incentivato		
A1 Caso AS-IS Esercizio senza impianti installati	A2 Caso TO-BE 1 Esercizio con impianto FV	A3 Caso TO-BE 2 Esercizio con impianto FV e RESS
		
<ul style="list-style-type: none"> • Ricavo da vendita energia: 0 € • Costo bolletta: 10.483 € • Bilancio anno: -10.483 € 	<ul style="list-style-type: none"> • Ricavo da vendita energia: 3.332 € • Costo bolletta: 5.657€ • Bilancio anno: -2.325 € 	<ul style="list-style-type: none"> • Ricavo da vendita energia: 1.320 € • Costo bolletta: 2.218€ • Bilancio anno: -898 €

L'installazione di un RESS permette un risparmio annuale per l'utente finale di **9.585 €** rispetto al caso senza alcun impianto, mentre di **1.427 €** rispetto al caso con solo FV

Zona Nord – Dati input e risultati

Utenza Commerciale*

Potenza impegnata: >16,5 [kW]
 Consumo Medio: 68.048 [kWh]
 Costo bolletta biorario (netto d'imposte):
 F1:0,160 [€/kWh] F2:0,159 [€/kWh]
 F2:0,140 [€/kWh]

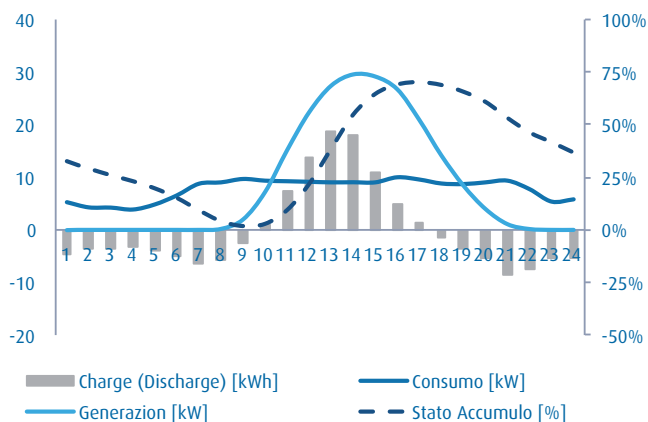
Impianto FV

Potenza installata: 59 [kWp]
 Generazione FV: 76.293 [kWh/anno]
 Prezzo energia PUN (fonte GME)

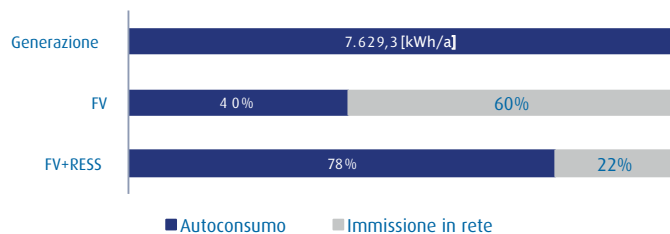
RESS

Capacità utile: 111,5 [kWh]
 Rendimento medio in discharge: 80%
 DOD: [100% - 0%]

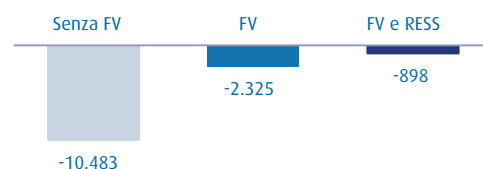
Profilo FV con RESS



Autoconsumo



Economics – Bilancio annuo utenza (€)



(*): Si utilizza lo stesso profilo di consumo per tutte le zone

Sintesi business case Piccolo Commerciale - zona Centro

Configurazioni considerate

A

Impianto fotovoltaico nuovo non incentivato

A1

Caso AS-IS Esercizio senza impianti installati



- Ricavo da vendita energia: 0 €
- Costo bolletta: 10.483 €
- Bilancio anno: -10.483 €

A2

Caso TO-BE 1 Esercizio con impianto FV



- Ricavo da vendita energia: 3.295 €
- Costo bolletta: 5.702 €
- Bilancio anno: -2.408 €

A3

Caso TO-BE 2 Esercizio con impianto FV e RESS



- Ricavo da vendita energia: 1.173 €
- Costo bolletta: 2.078 €
- Bilancio anno: -905 €

L'installazione di un RESS permette un risparmio annuale per l'utente finale di **9.578 €** rispetto al caso senza alcun impianto, mentre di **1.503 €** rispetto al caso con solo FV

Zona Centro – Dati input e risultati

Utenza Commerciale*

Potenza impegnata: >16,5 [kW]
 Consumo Medio: 68.048 [kWh]
 Costo bolletta biorario (netto d'imposte):
 F1:0,160 [€/kWh] F2:0,159 [€/kWh]
 F2:0,140 [€/kWh]

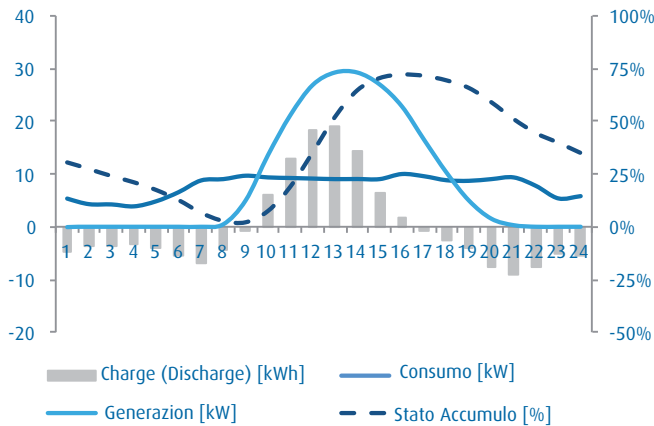
Impianto FV

Potenza installata: 56,3 [kWp]
 Generazione FV: 76.450 [kWh/anno]
 Prezzo energia PUN (fonte GME)

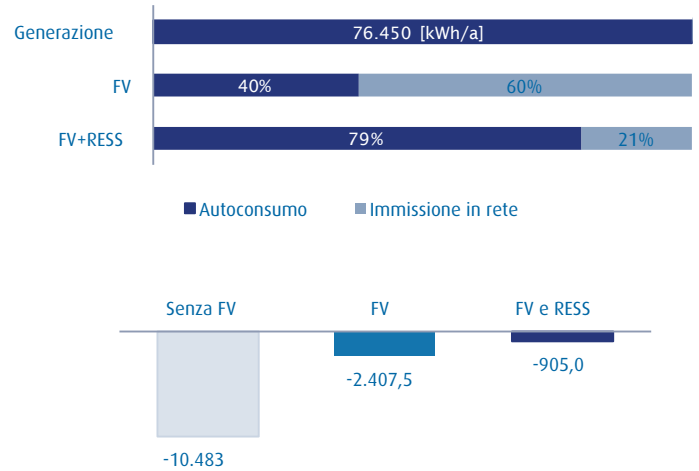
RESS

Capacità utile: 113,3 [kWh]
 Rendimento medio in discharge: 80%
 DOD: [100% - 0%]

Profilo FV con RESS



Autoconsumo



(*): Si utilizza lo stesso profilo di consumo per tutte le zone

Sintesi business case Piccolo Commerciale - zona Sud

Configurazioni considerate

A

Impianto fotovoltaico nuovo non incentivato

A1

Caso AS-IS Esercizio senza impianti installati



- Ricavo da vendita energia: 0 €
- Costo bolletta: 10.483 €
- Bilancio anno: -10.483 €

A2

Caso TO-BE 1 Esercizio con impianto FV



- Ricavo da vendita energia: 3.416 €
- Costo bolletta: 5.879 €
- Bilancio anno: - 2.463 €

A3

Caso TO-BE 2 Esercizio con impianto FV e RESS




- Ricavo da vendita energia: 1.066 €
- Costo bolletta: : 2.047 €
- Bilancio anno: -981 €


L'installazione di un RESS permette un risparmio annuale per l'utente finale di **9.502 €** rispetto al caso senza alcun impianto, mentre di **1.482 €** rispetto al caso con solo FV

Zona Sud – Dati input e risultati


Utenza Commerciale*

Potenza impegnata: >16,5 [kW] 
 Consumo Medio: 68.048 [kWh]
 Costo bolletta biorario: (netto d'imposte)
 F1:0,160 [€/kWh] F2:0,159 [€/kWh]
 F2:0,140 [€/kWh]

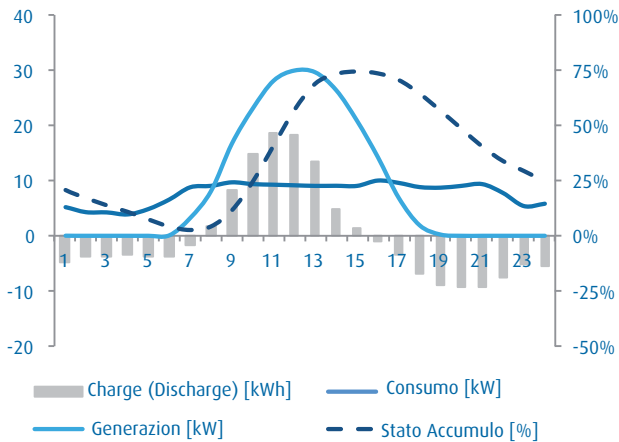
Impianto FV

Potenza installata: 52,0 [kWp] 
 Generazione FV: 76.528 [kWh/anno]
 Prezzo energia PUN (fonte GME)

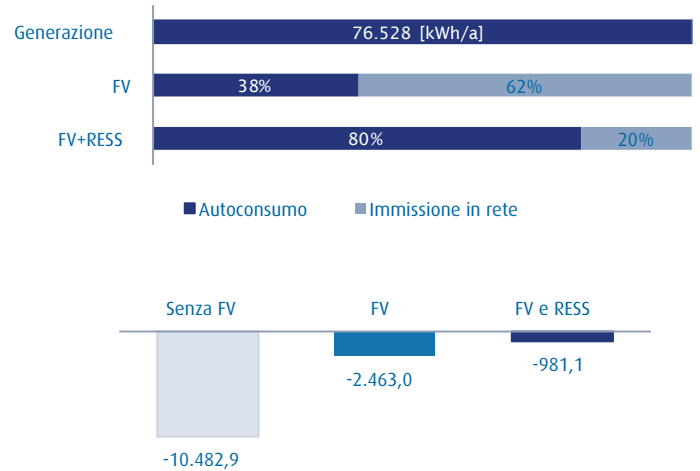
RESS

Capacità utile: 114,2 [kWh] 
 Rendimento medio in discharge: 80%
 DOD: [100% - 0%]

Profilo FV con RESS



Autoconsumo



(*): Si utilizza lo stesso profilo di consumo per tutte le zone

5. IMPATTO DELLE SOLUZIONI SUL SISTEMA ELETTRICO

Scenari di diffusione dei sistemi di accumulo associati a impianti fotovoltaici domestici

Si ipotizzano quattro diversi scenari di penetrazione dei sistemi fotovoltaici domestici dotati di sistema di accumulo (*si fa riferimento ad un totale di 25 milioni di famiglie o utenze domestiche).

Scenario 1 – applicazione di nicchia: 1% delle utenze italiane*

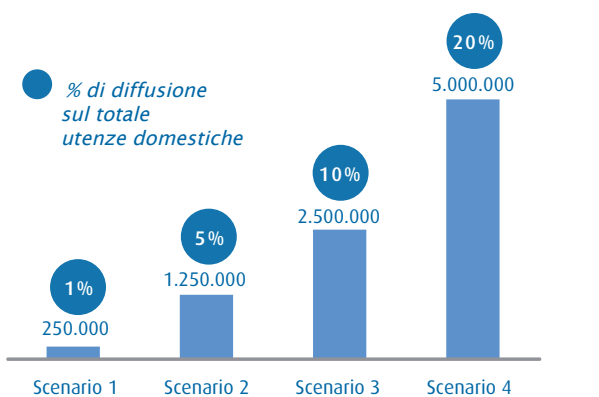
Scenario 2 – crescita moderata: 5%

Scenario 3 – crescita sostenuta: 10%

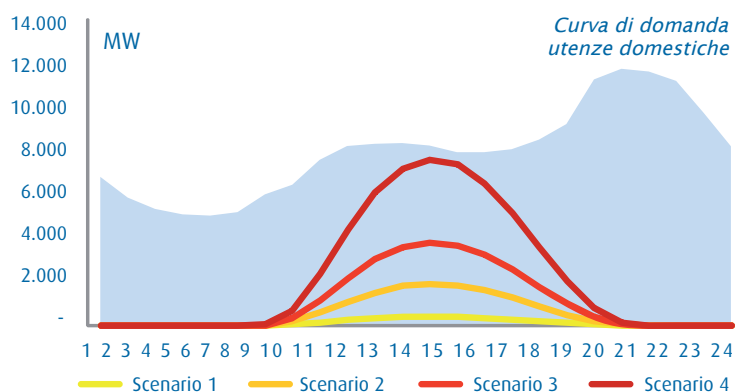
Scenario 4 – diffusione di massa: 20%

Scenari di diffusione dei sistemi FV + ESS

Numerosità di impianti FV + ESS



Profili di generazione nei diversi scenari



L'impatto sul sistema: i dati di input

Il campione di riferimento



Numero di famiglie: 25 milioni
Consumo medio utenza: 3.714 kWh/a
Potenza contatore: 3 kW/u

Scenari



- 1 1%
250.000 famiglie con PV+RESS
- 2 5%
1.250.000 famiglie con PV+RESS
- 3 10%
2.500.000 famiglie con PV+RESS
- 4 20%
5.000.000 famiglie con PV+RESS

Dati generazione PV		Dati sistema PV + RESS		Differenza tra le configurazioni			
Capacità PV: 3,2 kW/u		Dimensione batteria: 7 kWh			Energia immessa GWh/a	Energia prelevata GWh/a	Picco di domanda MW
Generazione PV: 4.284 kWh/a/u		Quota autoconsumo con RESS: 73%		Scenario 1	- 438	- 350	- 103
Quota autoconsumo: 32%		Quota immessa in rete: 27%		Scenario 2	- 2.188	- 1.751	- 515
Quota immessa in rete: 68%		Energia autoconsumata: 3.132 kWh/a/u		Scenario 3	- 4.376	- 3.501	- 1.030
Energia autoconsumata: 1.381 kWh/a/u		Energia immessa in rete: 1.152 kWh/a/u		Scenario 4	- 8.753	- 7.002	- 2.060
Energia immessa in rete: 2.903 kWh/a/u		Energia accumulata: 1.751 kWh/a/u					
Energia prelevata dalla rete: 2.333 kWh/a/u		Energia prelevata dalla rete: 932 kWh/a/u					

La valorizzazione dei benefici per il sistema

Di seguito si riporta la valorizzazione dei benefici forniti al sistema dai RESS nei diversi scenari, valutati in termini differenziali rispetto a quelli apportati dal solo FV (considerato il caso base).

Benefici di sistema	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Riduzione capacità installata termoelettrica	8,7 M€/a	43,6 M€/a	87,2 M€/a	147,1 M€/a
Miglioramento della prevedibilità della GD	1,0 M€/a	5,0 M€/a	10,0 M€/a	20,1 M€/a
Riduzione delle perdite di rete	0,9 M€/a	4,4 M€/a	8,7 M€/a	17,4 M€/a
Riduzione modulazione impianti NPRES al 2020	6,7 M€/a	37,7 M€/a	88,0 M€/a	234,4 M€/a
Investment deferral – rete di distribuzione	3,6 M€/a	18,2 M€/a	36,4 M€/a	72,8 M€/a
Riduzione delle interruzioni	0,2 M€/a	0,8 M€/a	1,6 M€/a	3,2 M€/a
Riduzione delle emissioni di CO2	1,3 M€/a	7,2 M€/a	16,6 M€/a	43,1 M€/a
Beneficio netto	22,3 M€/a	116,9 M€/a	248,5 M€/a	538,2 M€/a
Incentivo giustificabile all'utente	89,4 €/a/u	93,5 €/a	99,4 €/a	107,6 €/a

I benefici identificati rappresentano un limite minimo potenziale in quanto si ipotizza che i sistemi di accumulo siano asserviti all'utenza domestica e non vengano controllati dal DSO per ottimizzare la gestione della rete.

I RESS favoriscono l'aumento della penetrazione elettrica

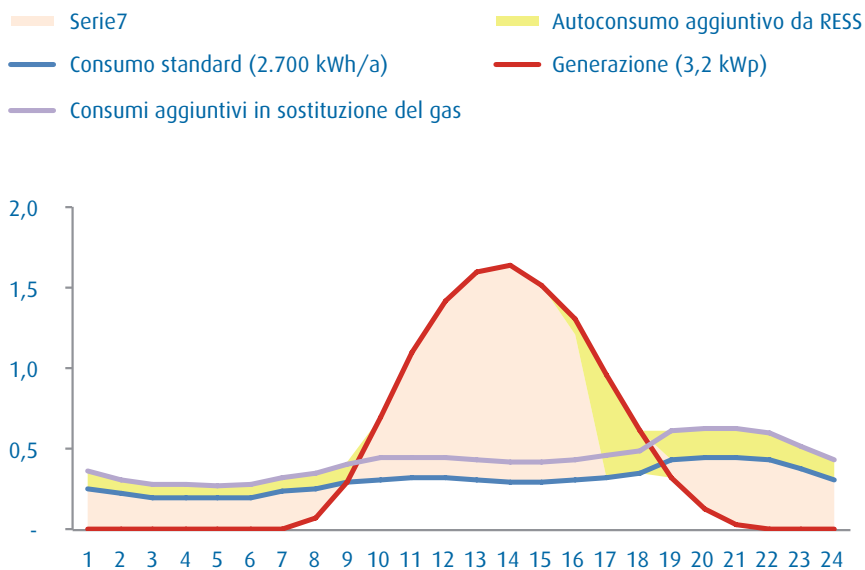
I sistemi di accumulo domestico permettono di sfruttare completamente la generazione FV distribuita, consentendo di spostare una quota dei consumi dal gas verso l'elettricità, con significativo beneficio in termini di efficienza energetica.

Il RESS applicato ad una famiglia con consumi elettrici non elevati permetterebbe un risparmio annuo di 23 €/utenza derivante dalla sostituzione di parte dei consumi di gas con la generazione fotovoltaica.

Tale evoluzione permetterebbe di ridurre il gap registrato dall'Italia con gli altri paesi europei in termini di penetrazione elettrica, che sui consumi residenziali è pari a 19% rispetto al 25% della media EU (dati 2011).

Potenziale incremento dei consumi elettrici di un'utenza

KW



(*): si assume come utilizzo elettrico la pompa di calore tramite la quale 1 kWh elettrico consumato rende disponibili 3 kWh termici

Sintesi business case

IPOTESI:

Consumo elettrico utenza: 2.700 kWh/anno
Potenza impianto PV: 3,2 kWp
Dimensione RESS: 7 kWh; rendimento: 80%
Prezzo del gas: 28,5 €/MWh
Costo di generazione CCGT: 60 €/MWh
Rendimento caldaia a gas: 90%
Resa pompa di calore: 3 kWh*

RISULTATI:

Incremento del consumo elettrico: 660 kWh/a (+25%)
Risparmio di gas: 210 mc
Beneficio netto: 23,2 €/anno/utenza

I razionali alla base dei benefici di sistema (1)

Riduzione capacità installata termoelettrica

- I RESS determinano una riduzione di capacità termoelettrica necessaria alla punta tramite la riduzione del picco di domanda serale, grazie al prelievo dalla batteria
- La stima del beneficio è realizzata considerando gli investimenti in nuove centrali approvati entro il 2020 e la disponibilità degli impianti stessi
- La valorizzazione è basata sull'investimento in €/MW in capacità CCGT pari a 0,5 M€/MW e sul valore annuo degli O&M di centrale risparmiati (35 K€/MW)

Miglioramento della prevedibilità della GD

- I RESS permettono di ridurre la variabilità oraria di immissione di energia in rete
- Il risultato positivo è dato dall'incremento della capacità di previsione e di conseguenza dalla riduzione dello sbilanciamento medio (per circa il 20%) e dei volumi di riserva secondaria da approvvigionare
- La valorizzazione è realizzata al costo marginale di generazione di impianti di punta (Turbogas) pari a 160 €/MWh

RIDUZIONE DELLA CAPACITÀ INSTALLATA (MW)

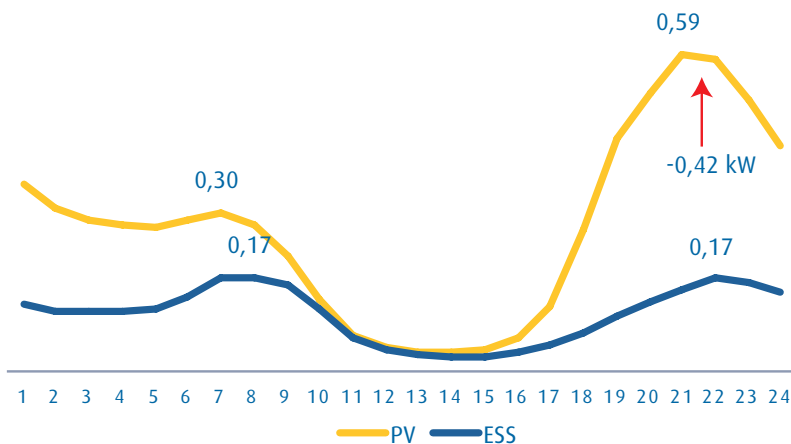
Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
158	792	1.585	2.675

VOLUMI RISERVA SECONDARIA RISPARMIATI (GWH/A)

Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
6,3	31,4	62,8	125,6

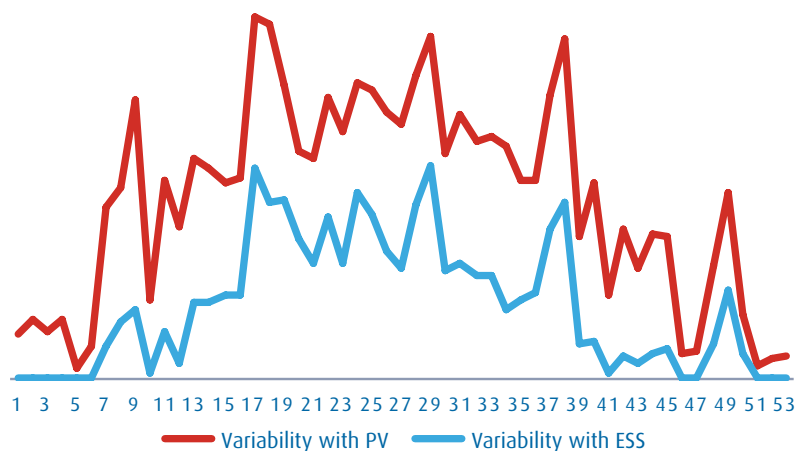
Profilo medio di potenza richiesta dalla rete

kW, giorno medio utenza domestica - 2012



Riduzione variabilità energia immessa sulla rete

Varianza settimanale 2012 utenza domestica media



I razionali alla base dei benefici di sistema (2)

Riduzione delle perdite di rete

- I RESS determinano una riduzione delle perdite di energia dovute alla trasmissione sulla rete elettrica
- Il risultato positivo è dato dalla differenza di due effetti di segno opposto: la riduzione delle perdite sul prelievo serale dell'utenza con PV (alimentata dalla batteria) e l'incremento di perdite (da 5,1% a 8,9%) sull'utenza vicina, che dovrà alimentarsi dalle centrali tradizionali, anziché dal PV dell'utenza
- La valorizzazione è realizzata tramite il costo marginale di generazione CCGT, pari a 60 €/MWh

Riduzione modulazione impianti NPRES al 2020

- I RESS determinano una riduzione dell'energia tagliata a causa di un eccesso di generazione sulla domanda (overgeneration)
- Il risultato positivo è dato dalla differenza tra l'overgeneration prevedibile al 2020 con l'installazione del solo FV e l'overgeneration prevedibile in caso di adozione di un sistema RESS, che permette di spostare la generazione fotovoltaica in ore di consumo superiore
- La valorizzazione è realizzata al costo marginale di generazione CCGT, pari a 60 €/MWh

PERDITE DI RETE EVITATE (GWH/A)

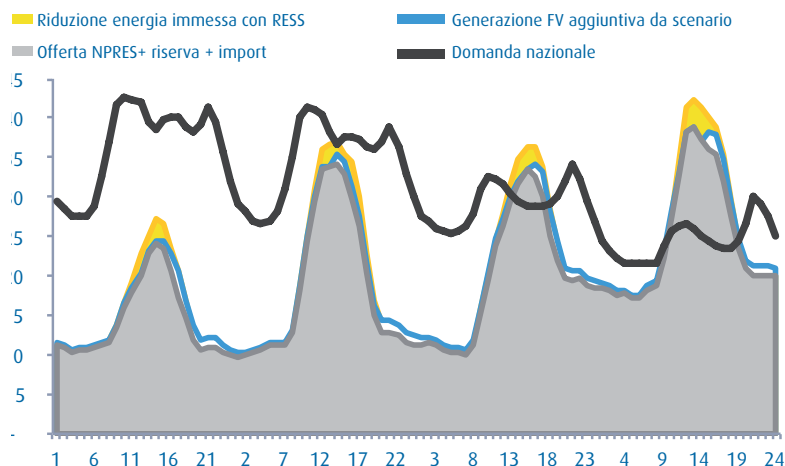
Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
14,5	72,6	145,3	290,6

RIDUZIONE ENERGIA TAGLIATA (GWH/A)

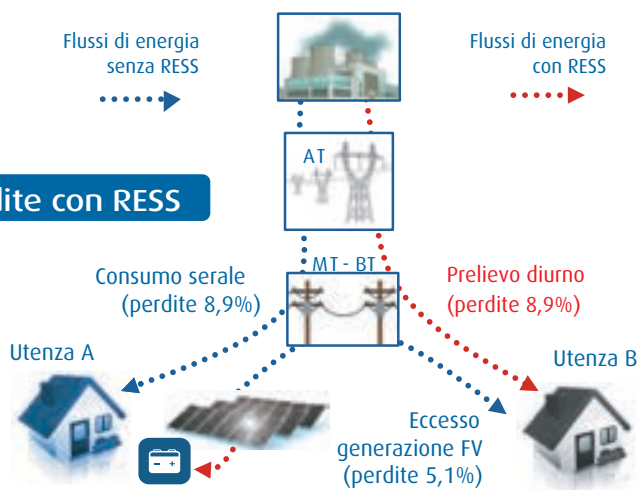
Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
111	629	1.467	3.906

Effetto dei RESS sulla riduzione dell'overgeneration

Estrazione: 4 gg di Aprile, nello Scenario 3; GW



Riduzione perdite con RESS



I razionali alla base dei benefici di sistema (3)

Investment deferral rete di distribuzione

- I RESS determinano una riduzione della potenza richiesta alla rete di distribuzione, livellando il picco di utilizzo considerando sia il consumo che l'immissione sulla rete
- Il beneficio è stimato sulla base del differenziale di picco di utilizzo della rete tra la configurazione con solo il fotovoltaico e quella con il fotovoltaico e lo storage residenziale
- La valorizzazione è effettuata al costo di costruzione della rete in funzione della potenza, stimabile in 400 €/kW

RIDUZIONE PICCO DI UTILIZZO DELLA RETE (MW)

Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
128	638	1.276	2.553

Riduzione delle interruzioni

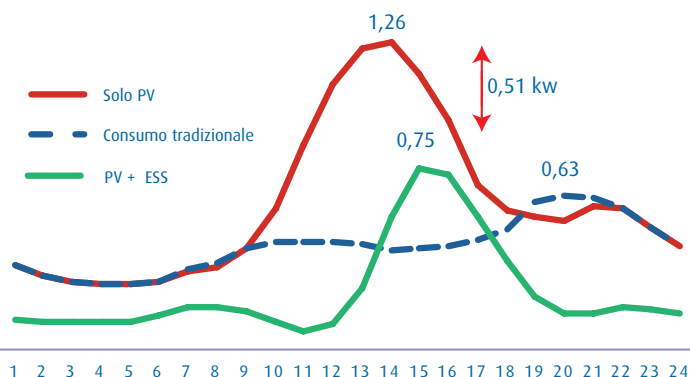
- Il beneficio è stimato considerando la riduzione del numero di interruzioni all'anno determinate dall'implementazione di un sistema RESS
- Si è stimato che la batteria sia disponibile per servizi di backup circa il 50% delle ore all'anno, imponendo il vincolo di batteria carica almeno al 30%
- La valorizzazione dei saving è realizzata al valore dell'energia non fornita previsto dall'AEEG (VENF: 3.000 €/MWh)

NUMERO INTERRUZIONI EVITATE (MLN/A)

Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
0,4	2,0	4,1	8,2

Utilizzo medio rete di distribuzione

kW, consumo e immissione in rete per utenza



Riduzione delle emissioni di CO₂

- I RESS contribuiscono alla diminuzione delle emissioni grazie alla riduzione apportata a perdite di rete e overgeneration
- La quantificazione della CO₂ è realizzata sulla base del fattore di emissione medio del parco termoelettrico italiano, pari a 513,8 gCO₂/kWh
- La valorizzazione dei saving è basata sul prezzo della CO₂ previsto dal WEO per l'Europa al 2020, pari a 20 €/tCO₂

EMISSIONI EVITATE (KT/CO₂)

Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
64	360	828	2.156

Benefici qualitativi forniti dai RESS al Paese

La diffusione dei RESS determina, oltre ai benefici precedentemente quantificati, anche una serie di benefici non direttamente quantificabili di notevole interesse per il Paese.



6. PROPOSTE DI EVOLUZIONE NORMATIVA

La diffusione dei RESS richiede un nuovo schema normativo

Si sono elaborate alcune proposte normative finalizzate a facilitare la diffusione dei RESS, ponendosi in uno scenario in cui sia mantenuta l'esenzione dagli oneri di sistema per l'energia autoconsumata.

Incentivo pubblico	Finanziamento con rimborso	Istituzione di un finanziamento a tasso agevolato da parte della CDP, unito a un rimborso erogato dal MSE di parte del debito, se si rispettano dei requisiti
	Leasing tramite CDP	Istituzione di un meccanismo di leasing gestito dalla CDP che permette all'utente finale di dilazionare il pagamento senza costi aggiuntivi
	Conto Auto-consumo (CAC)	Nuovo conto energia basato sulla quantità effettiva di energia autoconsumata (attingendo da fondi del V Conto Energia non allocati in alcuni registri, ~ 100 mln €)
	Investimento diretto del DSO	Viene data la possibilità al DSO di investire in sistemi di accumulo residenziali, per supportare il dispacciamento locale; l'investimento viene inserito nella RAB dell'operatore
	Detrazione fiscale	Detrazione fiscale dell'investimento per l'acquisto della batteria, tramite un ampliamento della detrazione riservata alle ristrutturazioni edilizie (50%), oppure con uno schema ad hoc
Mercato	Aste al ribasso (ESCO)	Costituzione di un fondo d'investimento, destinato a finanziare grandi progetti presentati dalle ESCO per l'installazione di RESS
	NEWCO / trader / venditore	Costituzione di una NewCo con la finalità di installare presso le utenze domestiche sistemi di generazione FV + RESS nella forma "chiavi in mano"
Efficienza energetica	Buy One Get The Other	Concessione di uno sconto sull'acquisto di un'auto elettrica nel momento in cui si acquista una batteria e viceversa
	Livello energetico degli edifici*	Introduzione della possibilità di incrementare il livello energetico degli edifici a fronte dell'installazione di un sistema di accumulo

*: schema sovrapponibile agli altri modelli proposti

Fonti di finanziamento e soggetti beneficiari nei diversi schemi

		Fonti di finanziamento	Destinatario del beneficio
Incentivo pubblico	Finanziamento con rimborso	Fiscalità generale e fondi nazionali	Utente finale
	Leasing tramite CDP	Fiscalità generale	Utente finale
	Conto Auto-consumo (CAC)	Bolletta elettrica (potenzialmente autosostenibile)	Utente finale
	Investimento diretto del DSO	Bolletta elettrica	DSO
	Detrazione fiscale	Fiscalità generale	Utente finale
Mercato	Aste al ribasso (ESCO)	Fondi UE e fondi nazionali	ESCO
	NEWCO / trader / venditore	Bolletta elettrica	NewCo
Efficienza energetica	Buy One Get The Other	Fondi nazionali	Venditore RESS/EV
	Livello energetico degli edifici*	Nessun finanziamento	Utente finale

*: schema sovrapponibile agli altri modelli proposti

Finanziamento agevolato con rimborso (schema tedesco)

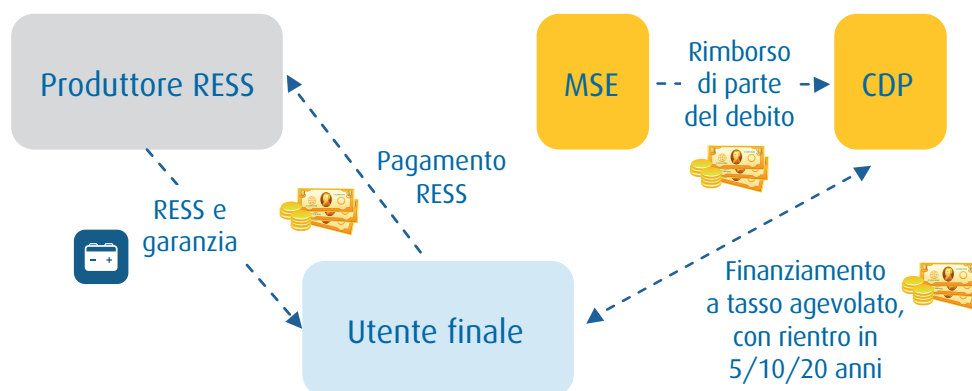
Lo schema proposto prevede di promuovere la diffusione dei RESS istituendo un meccanismo di finanziamento a tasso agevolato dalla Cassa Depositi e Prestiti, unito ad un rimborso da parte del MSE di una quota del debito contratto, legato al rispetto di alcuni requisiti.

DESCRIZIONE SCHEMA

La Cassa Depositi e Prestiti finanzia il 100% dell'investimento all'utente finale (anche includendo il PV), con tassi agevolati e durata variabile (5 / 10 / 20 anni).

Una volta installato il sistema, il Ministero dello Sviluppo Economico eroga un rimborso pari al 30% del costo dell'ESS, versandolo direttamente alla CDP che provvede a ridurre il debito residuo per l'utente.

L'accesso al rimborso è soggetto alla limitazione al 60% della potenza immettibile in rete dall'impianto FV associato e all'installazione di un inverter in grado di dare servizi di rete.



Vantaggi

- Incentivazione diretta della batteria (alta efficacia)
- Finanziamento a copertura della spesa iniziale dell'utente
- Garanzia prolungata sul sistema
- Alta controllabilità dei fondi erogati (buona efficienza)
- Rimborso del MSE legato all'effettiva limitazione dei problemi generati dal FV

Svantaggi

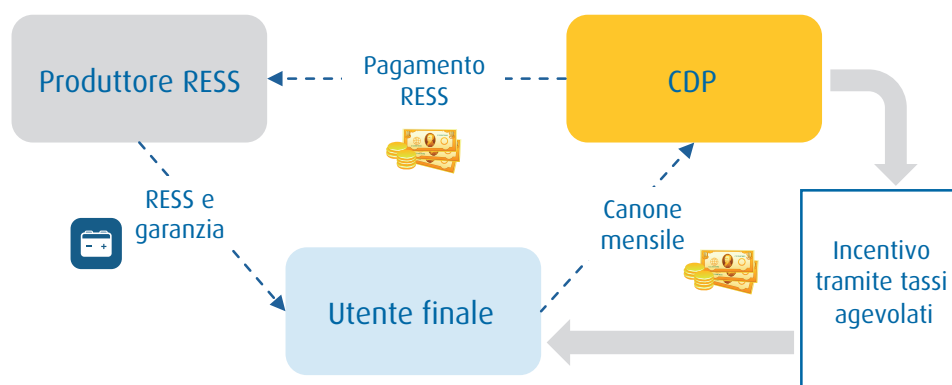
- Non garantisce utilizzo efficiente della batteria (incentivo non correlato al buon utilizzo del sistema)
- Possibilità di dover attingere dalla fiscalità generale
- Obbliga a fare un finanziamento per la quota di rimborso da ricevere anche se si effettua l'investimento con capitali propri

Leasing tramite Cassa Depositi e Prestiti

Lo schema proposto prevede di favorire la diffusione dei RESS istituendo un meccanismo di leasing gestito dalla CDP, che permetta all'utente finale di dilazionare il pagamento senza costi aggiuntivi e avere la garanzia sulla vita utile del sistema.

DESCRIZIONE SCHEMA

- La Cassa Depositi e Prestiti istituisce un contratto di leasing con l'utente finale, pagando in anticipo il RESS al produttore e incassando un canone mensile per un numero fissato di anni.
- L'incentivo si realizza proponendo dei tassi di finanziamento agevolati o nulli e scontando il valore complessivo del sistema, così da avere un canone mensile contenuto.
- L'utente finale ottiene una dilazione del pagamento e la garanzia del funzionamento della soluzione per tutta la durata del contratto (a carico del produttore).



Vantaggi

Incentivazione diretta della batteria (alta efficacia)

Dilazione del pagamento per l'utente

Garanzia sul funzionamento della soluzione (riduce il rischio legato a una nuova tecnologia)

Alta controllabilità dei fondi erogati e quota d'incentivazione limitata (buona efficienza)

Svantaggi

Non garantisce utilizzo efficiente della batteria (incentivo non correlato al buon utilizzo del sistema)

Bassa familiarità di molti consumatori domestici al meccanismo del leasing

Conto Autoconsumo (CAC)

Lo schema prevede la realizzazione di un nuovo conto energia basato sulla remunerazione dell'energia fotovoltaica prodotta ed autoconsumata (anche non istantaneamente) e sulla possibilità di esenzione dal pagamento della quota variabile dei costi di rete e degli oneri di sistema durante i periodi di indipendenza dalla rete.

DESCRIZIONE SCHEMA

Il Conto Autoconsumo prevede una remunerazione per l'energia fotovoltaica autoconsumata:

Opzione A)

Incentivi sull'autoconsumo (finanziati dalle bollette) più alti oltre una determinata soglia (es. oltre il 60%)

Opzione B)

Incentivi sull'autoconsumo (finanziati da tassazione dell'energia immessa in rete) più alti oltre una determinata soglia (es. oltre il 60%)

Possibile estensione: esenzione costi e oneri di rete

Esenzione dal pagamento della quota variabile dei costi di rete e degli oneri di sistema.

La normativa attuale prevede:

Scambio sul posto: rimborso della quota variabile di costi di rete e oneri di sistema.

Sistemi efficienti di utenza: esenzione totale dai costi di rete e dagli oneri di sistema(*), ottenendo così un risparmio di circa il 30% del costo della bolletta (**)

(*) Dlgs n. 115/2008 e successivo Dlgs n.56/2010; (**)Fonte: AEEG

Vantaggi

Bassi costi di implementazione, schema normativo già esistente

Accessibile a tutti

L'utente paga costi fissi di rete solo quando usa effettivamente la rete

Sistema autosostenibile con l'opzione B)

Familiarità dell'utente finale con il meccanismo

Utilizzo ottimale della batteria (riceve di più chi autoconsuma di più)

Svantaggi

Complessa controllabilità dei fondi erogabili

Difficoltà nell'aggiornamento del livello di incentivo a seguito della discesa dei costi tecnologici

Incentivazione indiretta della batteria (bassa efficacia)

Sistema non autosostenibile con l'opzione A)

Necessita di consumatore consapevole e in grado di stimare i benefici

Investimento diretto del DSO

Lo schema prevede che il distributore effettui gli investimenti sui sistemi di accumulo domestico, in quanto infrastrutture che determinano dei benefici alla rete, e che questi investimenti vengano inseriti in RAB e come tali remunerati.

DESCRIZIONE SCHEMA

- Nell'ottica di rendere il DSO responsabile del dispacciamento sulla sua rete di distribuzione, questi avrà bisogno di gestire una certa capacità di modulazione e di disporre di sistemi in grado di fornire servizi di rete quando necessario.
- Per questo il DSO potrebbe attivarsi direttamente per installare i sistemi di accumulo presso le utenze domestiche, nel tratto di rete che precede il contatore.
- Questi investimenti rientrerebbero poi nella RAB del distributore e verrebbero remunerati al WACC.



Vantaggi

Utilizza uno schema normativo già esistente, non necessita della creazione di meccanismi ad hoc

Buona controllabilità dei fondi

Alta efficacia, perché i DSO saranno incentivati a fare gli investimenti

Ottimizzazione dell'uso della batteria come infrastruttura di rete

Svantaggi

Incentivazione indiretta della batteria

Aumento del peso degli oneri di rete per i consumatori

Riduzione dei servizi forniti dalla batteria all'utente finale

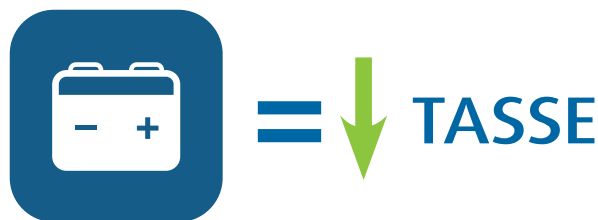
Decisione d'investimento delegata al DSO, limitando la libertà dell'utente finale (bassa equità)

Detrazione Fiscale Batteria

Lo schema prevede la possibilità, per l'utente che decide di installare un sistema di accumulo, di detrarre dalla base imponibile IRPEF una quota parte del costo di acquisto della batteria.

DESCRIZIONE SCHEMA

- Il meccanismo può essere impostato sulla base della normativa vigente in termini di detrazione fiscale per chi decide di installare un impianto fotovoltaico.
- Nello specifico lo schema incentivante sarà caratterizzato dai seguenti punti:
 - Aliquota per la detrazione fiscale del costo della batteria (aliquota da definire)
 - IVA ridotta sul prezzo d'acquisto della batteria.



Vantaggi

Bassi costi di implementazione, schema normativo già esistente per gli impianti FV (alta fattibilità)

Incentivazione diretta della batteria (alta efficacia)

Dilazione temporale dell'incentivo da parte dello Stato

Erogazione dell'incentivo a partire dall'anno successivo all'acquisto della batteria

Svantaggi

Accessibile solo a coloro con reddito sufficiente a coprire tali detrazioni (bassa equità, problemi di discriminazione sociale)

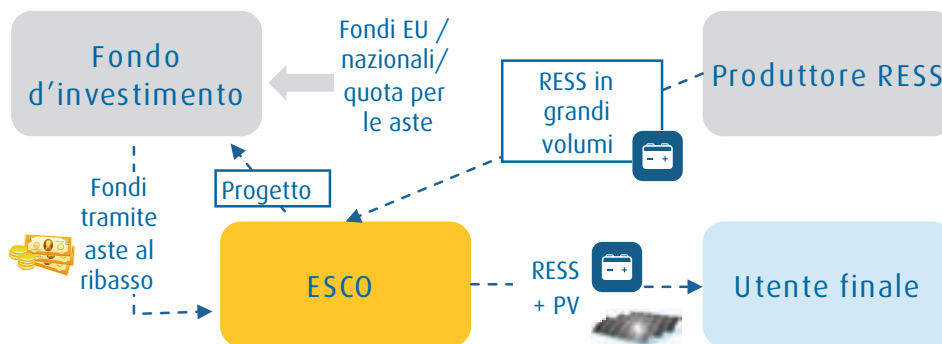
Impatto sulla fiscalità generale

Incentivazione delle ESCO tramite aste al ribasso

Lo schema prevede la costituzione di un fondo d'investimento, alimentato da fondi EU e nazionali, destinato a finanziare grandi progetti presentati dalle ESCO per l'installazione di RESS; i capitali sono allocati tramite aste al ribasso.

DESCRIZIONE SCHEMA

- Viene creato un fondo per il sostegno agli investimenti nei sistemi di accumulo residenziali, alimentato con capitali EU e nazionali (o istituendo una quota di partecipazione alle aste).
- I fondi sono destinati alle ESCO per finanziare progetti di installazione di un numero elevato di RESS + PV: vengono incentivati i progetti che richiedono una quota di incentivo per utenza inferiore, fino all'esaurimento dei fondi.
- Spetta alla ESCO riuscire a installare il numero di sistemi dichiarato nel progetto, per ottenere i fondi concordati, associandoli anche ad altri interventi di efficienza energetica.



Vantaggi

Allocazione efficiente e controllo sui fondi

Possibile accesso a fondi europei

Efficienza nell'acquisto della batterie

Le ESCO si impegnano sul n° di installazioni da realizzare (alta efficacia)

Integrabile con altri interventi di efficienza energetica

Aste al ribasso già applicate in altri contesti

Possibile contributo al fondo dalle ESCO

Svantaggi

Limita il mercato potenziale (viene definito a priori, non si finanziano tutte le richieste)

Rilevanti costi di implementazione (creazione del fondo, gestione aste e monitoraggio dell'operato delle ESCO)

Rischio di aste deserte

Finanzia società private e non direttamente il consumatore finale (bassa equità)

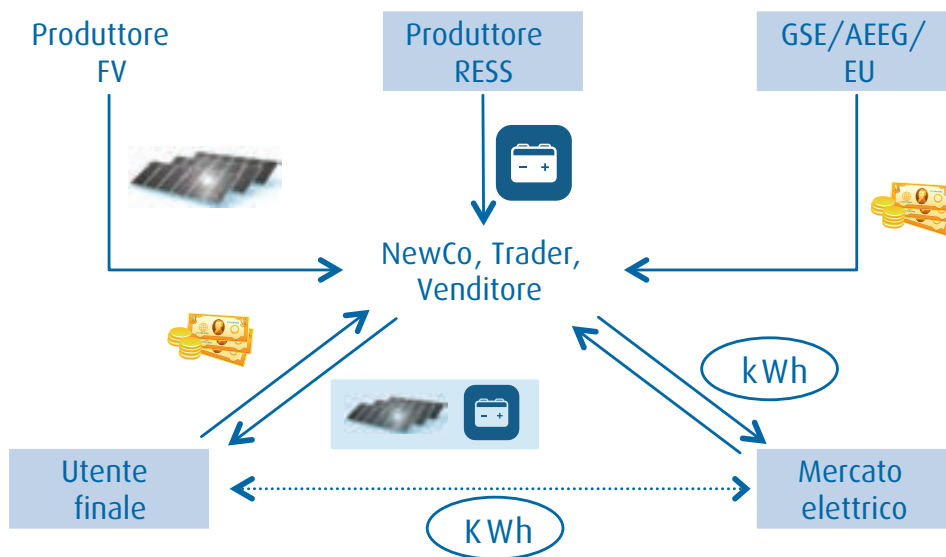
Non garantisce utilizzo efficiente della batteria

Sistema chiavi in mano tramite NewCo, Trader, venditore

Costituzione di una NewCo con la finalità di installare presso le utenze domestiche sistemi di generazione FV + RESS nella forma di sistemi “chiavi in mano”. La forma è *all inclusive* per l’utente (il pagamento comprende l’investimento per l’impianto e la gestione energetica successiva, per tutta la durata del contratto).

DESCRIZIONE SCHEMA

- Costituzione di una NewCo che installa FV + RESS presso utente domestico, rifornendosi da produttori specializzati.
- Utente paga canone mensile (oppure *una tantum*) all inclusive (impianto ed energia) per la durata del contratto (es. 10 anni).
- La NewCo gestisce interazione dell’utente con rete/mercato.
- La NewCo riceve un incentivo per l’installazione della soluzione.



Vantaggi

Benefici economici facilmente comprensibili (alta efficacia)

Pagamento dilazionato

Accessibile a tutti (equità)

Possibilità di fornire servizi di sistema (in uno scenario evoluto – aggregator)

Utilizzo ottimale della batteria (gestione NewCo)

Svantaggi

Necessità di costruire nuova normativa e soggetto giuridico (complessità)

Alti costi di implementazione

Necessità di incentivare/sostenere l’attività della NewCo (rischio inefficienza)

Finanzia società terza e non direttamente il consumatore finale

Buy One Get the Other

Lo schema prevede la concessione di uno sconto sul pacchetto "batteria & pensilina - FV" nel momento in cui si acquista un'auto elettrica (e viceversa), favorendo lo sviluppo contemporaneo dei due settori.

DESCRIZIONE SCHEMA

- Il meccanismo prevede l'erogazione da parte dello Stato di un incentivo al venditore del pacchetto "batteria & pensilina-FV" nel momento in cui quest'ultimo vende il proprio pacchetto scontato a colui che ha già acquistato un'auto elettrica.
- Nel caso opposto, lo Stato eroga un incentivo al venditore di auto elettriche nel momento in cui quest'ultimo vende un'auto elettrica a colui che ha già acquistato una batteria.
- Questo sistema necessita di solido coordinamento tra venditori di batterie, venditori di auto elettriche e soggetto incentivante (Stato) in termini di promozione, quantificazione e erogazione dell'incentivo.



Vantaggi

Facilità del meccanismo

Conseguimento di economie di scopo legate all'offerta di un incentivo a sostegno di due settori, accumuli e auto elettrica (elevata efficienza)

Elevata fattibilità e equità

Svantaggi

Target di mercato limitato in quanto focalizzato su consumatori interessati all'auto elettrica

Diffusione batterie domestiche legata a diffusione auto elettrica (rischio di mercato)

Rischio di sostenere unicamente le scelte tecnologiche di accumulo compiute dai produttori automotive

Classificazione Energetica

Evoluzione dell'attuale normativa relativa alla certificazione energetica degli edifici, prevedendo la possibilità di incrementare il livello energetico a fronte dell'installazione di un sistema di accumulo.

DESCRIZIONE SCHEMA

- Inserimento dei sistemi di accumulo domestici:
 - Nella normativa relativa agli obblighi di rinnovabili nei nuovi edifici (D.LGS. 28/2011)
 - Nella normativa che introduce l'obiettivo di edifici ad energia quasi zero nel 2021 (Delibera 31/2010/CE)
 - Nella normativa relativa alla classificazione energetica degli edifici
- La presenza del sistema di accumulo conferisce all'edificio un valore maggiore, determinato dall'indipendenza energetica



Vantaggi

- Incremento di valore dell'immobile
- Incremento dell'indipendenza energetica dell'edificio, riduzione costo bolletta
- Nessun incentivo monetario (costo della batteria sostenuto dall'utente finale)
- Elevata fattibilità (D.LGS. 28/2011 in corso di ridefinizione)
- Compatibile con gli altri schemi incentivanti

Svantaggi

- Elevata efficacia solo su nuovi edifici
- Costo della soluzione sostenuto interamente dall'utente finale
- Necessità di intervenire su un quadro regolatorio esistente con una finalità specifica (efficienza energetica edifici)

È necessario risolvere l'incertezza sulle norme di connessione

La sorte dello sviluppo dei sistemi di accumulo è oggi legata all'evoluzione legislativa e regolatoria. Le norme tecniche in essere CEI 0-21 e CEI 0-16 non vietano l'installazione di sistemi di accumulo, ma non introducono regole precise di connessione creando una situazione di incertezza che blocca gli investimenti, per cui è necessario che il comitato tecnico 316 del CEI definisca, in accordo con il neonato comitato tecnico 120, delle regole tecniche specifiche per la connessione dei sistemi di accumulo alla rete.

In Germania è stata aggiornata la norma di connessione VDE-AR-N 4105 per le Smart Grid, definendo le regole per la connessione dell'inverter bidirezionale con storage; queste potrebbero costituire un riferimento per le modifiche da introdurre in Italia.



GERMANIA

Indica i parametri di connessione degli inverter senza e con storage.

Definisce i requisiti per l'immissione di potenza attiva, del fattore di potenza e dell'unità di monitoraggio della rete.



ITALIA

Necessità di norme specifiche per la connessione del sistema di storage e del relativo inverter in rete.

Esigenza di identificare i valori di tensione e frequenza in ingresso e uscita e definire la collocazione della sezione di connessione del sistema di accumulo.

Conclusioni

L'analisi effettuata dimostra che i sistemi di accumulo residenziali possono consentire la prosecuzione degli investimenti sul fotovoltaico anche dopo la chiusura del Quinto Conto Energia, aumentando la quota di generazione di energia da fonte rinnovabile e determinando evidenti benefici per il sistema elettrico.

La diffusione dei sistemi di accumulo associati a impianti fotovoltaici permette un incremento dell'occupazione nel paese, grazie alla creazione di una filiera interna dei sistemi di accumulo e il supporto alla filiera fotovoltaica.

Dalle valutazioni effettuate emerge un beneficio complessivo per l'investitore di circa 270 €/anno (100 € per benefici di sistema e 170 € per risparmio in bolletta), che dovrà ripagare il costo sostenuto per il sistema di accumulo.

La diffusione massiva dei sistemi di accumulo richiede necessariamente una riduzione dei costi, prevista per i prossimi anni in circa il 40-50%, ottenibile grazie alle economie di scala.

Nel breve periodo è necessario identificare degli strumenti di sostegno temporanei, così da poter avviare il mercato dei RESS e permettere il raggiungimento delle necessarie efficienze.





ALLEGATO: SINTESI DELLE INTERVISTE

PANEL INTERVISTE

GRUPPO ACCUMULI ANIE



Nidec ASI S.p.A.



SIEMENS



La Società BIP ha realizzato ulteriori interviste a soggetti che operano nell'ambito del mondo accademico, delle utility, del settore finanziario e delle associazioni di categoria.

Sintesi dei messaggi chiave emersi dalle interviste alle aziende partecipanti

CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA / SOLUZIONE

Si identificano 2 configurazioni principali di soluzione:

Con un impianto fotovoltaico non incentivato di nuova installazione, si prevede il montaggio di un solo inverter bidirezionale.

Con un impianto fotovoltaico esistente e incentivato tramite Conto Energia, si deve valutare se son necessari due inverter, per evitar il rischio frode, oppure se vada bene quello già installato per il fotovoltaico.

Il target da privilegiare per le soluzioni RESS sono gli impianti di futura installazione, interessati a massimizzare l'autoconsumo.

La batteria dovrebbe essere portata al Top of Charge con una certa frequenza, per cui potrebbe essere utile prevedere una connessione alla rete per sopperire ai casi di assenza prolungata di generazione da FV.

La normativa per connettere una batteria alla rete in prelievo esiste già (UPS), mentre la possibilità di scaricare in rete richiederebbe un'evoluzione normativa specifica (revisione delle norme CEI 016, 021).

Oltre al BMS, la soluzione deve includere dei sistemi di comunicazione e monitoraggio della generazione fotovoltaica, dello stato della batteria, del livello dei carichi e dello stato della rete (sistemi SCADA, PPC, PMS).

Esiste un indotto considerevole legato allo sviluppo dei RESS, in cui l'industria italiana è all'avanguardia.

I sistemi di accumulo sono usciti dalla fase di sviluppo e son già disponibili per la vendita sul mercato.

Il sistema deve essere dimensionato sul consumo medio e non sulla generazione di picco, mantenendo un certo livello di dipendenza dalla rete; da valutare però se i benefici di rete ottenibili non giustifichino la completa autonomia dell'utenza.

Per quanto i problemi di sicurezza siano controllati dai sistemi di gestione delle soluzioni, sarà necessaria l'emanazione di una norma per regolare l'installazione di questi sistemi dentro le case.

La batteria ha delle norme di buon utilizzo per massimizzarne la vita utile, ma queste vengono implementate direttamente dal BMS.

Il settore degli accumuli elettrici necessita di una codificazione degli standard, per questo è stato aperto un tavolo tecnico al CEI.

Evoluzioni future della soluzione

In un'analisi di lungo periodo, si dovrebbe tener conto del fatto che i profili di consumo degli utenti potrebbero cambiare con l'installazione di un impianto fotovoltaico in grid parity.

L'utilizzo del pacchetto FV + RESS potrebbe essere ottimizzato dalla presenza di un EMS dentro la casa in grado di attivare i carichi shiftabili nel momento di maggior convenienza e di efficientare il consumo dell'utenza.

Potrebbe essere interessante valutare l'eventualità di alimentare alcuni carichi della casa direttamente in corrente continua.

Vengono confermati i benefici identificati da Bip (aumento del livello di autoconsumo, possibilità di sfruttare le tariffe incentivanti autoconsumo, riduzione energia acquistata dalla rete, evitare penale di sbilanciamento, innalzamento del livello energetico, possibilità di evitare modulazione di Terna/DSO, aumento del consumo elettrico a parità di potenza impegnata dalla rete, potenziali benefici per installazione di batterie su impianti già costruiti e incentivati dai conti energia, nessun onere di sistema da pagare in regime di scambio sul posto).

In aggiunta, si devono considerare le funzionalità di backup e di riduzione delle interruzioni nella fornitura.

Interessante potrebbe essere la valutazione dell'utilità che il consumatore assegna alla possibilità di accrescere i consumi a costo nullo.

Parimenti, un'altra possibilità sarebbe quella di ridurre la potenza impegnata dalla rete, a parità di consumo.

Più che agli utenti finali, l'installazione di RESS sugli impianti esistenti potrebbe interessare ai DSO.

La normativa attuale sulla certificazione energetica degli edifici prevede di non conteggiare nei consumi l'energia prodotta da RES: questo aspetto potrebbe portare a un incentivo diretto ai RESS.

La normativa attuale dello scambio sul posto prevede la compensazione economica dei flussi, per cui potrebbe lasciare comunque margine per la profittabilità di RESS.

Vengono confermati i benefici identificati da Bip (Investment deferral sulla rete DSO, riduzione del Reverse power flow, miglioramento della prevedibilità della GD, riduzione delle perdite di rete, stabilizzazione della tensione, incremento della qualità dell'energia).

Si suggerisce di considerare, lato DSO, il vantaggio dalla riduzione delle interruzioni e della power quality (ad esempio rifacendosi alla normativa sul rifasamento).

Il beneficio dell'investment deferral va valutato con attenzione: in certi casi la rete potrebbe essere già dimensionata correttamente per veicolare la generazione FV (stessa potenza del contatore, solo di verso contrario), mentre, in altri casi, un incremento del consumo o delle RES oltre determinate soglie potrebbe portare ad avere necessità di una capacità di distribuzione maggiore.

Lo storage domestico è il fattore che abilita un maggior incremento della quota di energia rinnovabile.

Lo storage fa efficienza: riduce il prelievo dalla rete e permette di aumentare l'elettrificazione della casa a scapito del gas, meno efficiente.

È opinione condivisa che i RESS permettano di ridurre la necessità di storage di grossa taglia sulla rete, ad un costo minore per il sistema (contrariamente a quanto ritenuto dall'RSE), soprattutto perché le perturbazioni di rete sono generate principalmente dall'elevato numero di piccoli impianti; la gestione degli accumuli distribuiti non è complessa, come invece ritenuto dall'AEEG.

Un altro beneficio da prender in considerazione è quello di utilizzare i RESS come fonte di riserva (primaria e secondaria), la cui necessità crescerà al crescere del FV.

Emerge la necessità di effettuare delle valutazioni per scenario: identificare benefici e costi in condizioni di penetrazione di RESS + FV nel 20%, 30%, 50% delle abitazioni.

L'introduzione di schemi incentivanti è un passaggio imprescindibile per avviare il mercato, ma date la situazione attuale, è fondamentale che si autosostengano.

Già gli schemi oggi esistenti potrebbero essere sfruttati: l'estensione dell'esenzione fiscale ai RESS sarebbe d'aiuto, come indirizzare verso gli accumuli i fondi non assegnati dei registri del V Conto Energia (circa 90 M€).

Uno stimolo potrebbe essere dato anche dalla fissazione di requisiti normativi (es. imposizione di RESS negli edifici di nuova costruzione).

Un'idea potrebbe essere quella di legare lo sviluppo dello storage residenziale al decollo del mercato dell'auto elettrica.

In aggiunta, imporre alle flotte pubbliche l'introduzione di una quota di veicoli elettrici e l'installazione di sistemi integrati nelle rimesse, in modo da caricare i veicoli la sera con l'energia prodotta di giorno da impianti fotovoltaici e stoccata nelle batterie.

Un'idea potrebbe essere rifarsi al meccanismo di esenzione fiscale concessa per l'acquisto di un elettrodomestico di classe efficiente.

Dato che i RESS permetterebbero di ridurre gli investimenti di rete, si potrebbe pensare di assimilarli a tutti gli effetti a investimenti sulla rete di distribuzione e finanziarli come tali; in alternativa, potrebbe essere il DSO, destinatario dei benefici, a fornire l'incentivo per l'installazione degli accumuli domestici.

L'incentivo deve essere legato ad un valore esplicito, come la riduzione del prelievo domestico dalla rete, che si traduce in minori importazioni e minori emissioni.

Per favorire la penetrazione sugli impianti esistenti, si potrebbe valutare la possibilità di un cambio retroattivo della normativa dei Conti Energia per introdurre l'autoconsumo.

Viene confermata la segmentazione proposta da Bip (tipo di utenza: residenziale/ small business, zona geografica: Nord / Centro / Sud, tipo di residenza: villetta indipendente / condominio).

Il settore dei condomini, per quanto considerevole, presenta molte criticità: la decisione d'acquisto è complicata, dovendo far concordare molti soggetti, e la superficie di tetto disponibile per il FV potrebbe non essere sufficiente a servire tutte le utenze; una possibile soluzione potrebbe essere prevedere un'installazione di FV + ESS al servizio unicamente delle utenze comuni.

In ambito commerciale, un settore potenzialmente interessato potrebbe essere il food: la presenza di celle frigorifere e sistemi di aria condizionata potrebbe rendere vantaggiosa l'installazione della soluzione FV + ESS.

Spesso le utenze commerciali siglano contratti con potenze impegnate elevate, perché hanno profili di consumo che prevedono dei picchi elevati, seppure estremamente brevi: l'installazione di ESS permetterebbe di tagliare questi picchi di consumo, con conseguente riduzione della potenza impegnata.

Sintesi dei messaggi chiave emersi dalle interviste a società di altri settori

Vengono confermate le 2 configurazioni di soluzione proposte da Bip (per impianto nuovo e impianto esistente incentivato con il conto energia).

È fondamentale che ci sia una compartecipazione tra sistema e utente per sostenere l'investimento iniziale.

Il prezzo attuale delle batterie è ancora troppo elevato, tuttavia la maggior parte degli intervistati si attende una riduzione significativa del prezzo.

Le prospettive per lo sviluppo in Italia di soluzioni FV + RESS sono legate alla fine dello scambio sul posto; si prevede che l'Autorità dovrebbe toglierlo nei prossimi anni, favorendo l'autoconsumo domestico, senza utilizzo della rete.

Si prevede che l'installazione del sistema di accumulo permetta di passare da una tariffa D3 (per potenze di 4,5 kW) alla D2 (3 kW).

Le politiche di riduzione dei prezzi del FV potrebbero portare l'utente a installare un impianto FV sovradimensionato; questo potrebbe determinare un vantaggio nella gestione del sistema di storage: l'eccesso di generazione consentirebbe di caricare la batteria anche nei giorni di scarso irraggiamento.

Vengono confermati i valori di autonomia della rete previsti da Bip; la totale indipendenza non è sostenibile economicamente.

Vengono confermati i benefici identificati da Bip (Investment deferral sulla rete DSO, riduzione dell'energia tagliata, miglioramento della prevedibilità della GD, riduzione delle perdite di rete, riduzione delle interruzioni, riduzione del picco di domanda, riduzione della CO₂).

Una futura penetrazione elevata del FV porterà dei problemi al sistema elettrico, perciò bisognerà pensare a delle soluzioni e una di queste è l'introduzione dei sistemi di accumulo; nel breve termine poi bisognerà implementare le smart grid.

L'aggiornamento delle norme CEI0-16 e CEI0-21 secondo alcuni risolveranno i problemi di gestione della rete, anche in uno scenario con forte penetrazione di impianti FV.

L'esigenza di una nuova logica di gestione della rete non è presente solo in Italia ma anche in altri paesi, per cui lo sviluppo di nuove competenze sul campo in ambito smart grid aprirebbe nuovi mercati per le imprese italiane.

Delle perplessità permangono su quanto i RESS siano in grado di ridurre i problemi di rete connessi al FV, dato che l'utenza non diventerà mai al 100% autonoma.

Non è immediato che la riduzione dell'immissione in rete porti a una riduzione delle perdite, in quanto la generazione FV di un'utenza va generalmente ad alimentare quella del vicino, con perdita minima; tuttavia in uno scenario con diffusione massiva del FV le perdite non saranno più di ridotta entità, perché l'energia da GD risalirà verso l'AT.

Il mercato dello storage per partire necessita di uno schema incentivante.

Gli schemi più semplici sono quelli che incentivano direttamente il prodotto, tramite bandi finanziati o sgravi fiscali.

Si può pensare però anche ad un meccanismo differente, che incentivi le performance dell'utente (in termini di autoconsumo, percentuale di indipendenza dalla rete e riduzione dei prelievi di energia).

È fondamentale che l'accesso agli incentivi non richieda passaggi burocratici eccessivamente lunghi da far desistere l'utente.

La normativa attuale sugli edifici è in corso di evoluzione per ottemperare al decreto 28, che impone una quota fissa di generazione FV nelle nuove costruzioni (dal 20% attuale dei consumi al 50% al 2017, per arrivare alla casa a Zero Emissions); in questo contesto, potrebbero inserirsi il tema dell'accumulo e dell'autoconsumo.

Non si prevedono finanziamenti da parte di banche o istituti di credito all'utente domestico per l'installazione del sistema RESS+FV al termine del V conto energia, a causa dell'importo troppo basso dell'investimento; al contrario, per utenti più grandi del domestico, potrebbero esserci delle forme di finanziamento diverse.

Lo studio è stato realizzato con il contributo di:

GOLDEN SPONSOR



Nidec ASI S.p.A.



SILVER SPONSOR



Realizzato da  in collaborazione con 

